

# **Aurinkosähkön tuotanto välkynnän ja yliaaltojen lähteenä**

**Antti Niemi**

**Sähkötekniikan korkeakoulu**

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi  
diplomi-insinöörin tutkintoa varten Espoossa 7.4.2017.

**Työn valvoja ja ohjaaja:**

Prof. Matti Lehtonen

Tekijä: Antti Niemi		
Työn nimi: Aurinkosähkön tuotanto välkynnän ja yliaaltojen lähteenä		
Päivämäärä: 7.4.2017	Kieli: Suomi	Sivumäärä: 7+60
Sähkötekniikan ja automaation laitos		
Professuuri: Sähköjärjestelmät ELEC 3024		
Työn valvoja ja ohjaaja: Prof. Matti Lehtonen		
<p>Tässä työssä tutkittiin aurinkosähköjärjestelmien aiheuttamaa välkyntää ja yliaaltoja sähköverkossa. Välkynnän osalta tarkasteltiin aikaisempaa tutkimusta ja tehtiin simulaatioita suomalaisia pienjänniteverkkoja kuvaavilla malleilla. Simulaatioissa käytettiin lähdemateriaalina auringon säteilystä kerättyjä mittaustietoja. Yliaaltojen osalta tehtiin katsaus aiempiin tutkimuksiin, joiden tuloksia esitetään tässä työssä.</p> <p>Sekä simulaatioiden että aikaisemman tutkimuksen mukaan auringon säteilyvaihtelut eivät yksin näyttäisi aiheuttavan huolestuttavan voimakasta välkyntää. Säteilyvaihteluista johtuvia jännitteen muutoksia on myös mahdollista pienentää säätämällä aurinkosähköjärjestelmän loistehoa tai hidastamalla pätötehon muutosnopeutta. Aurinkosähköjärjestelmän vaihtosuuntaajan on joissakin tutkimuksissa epäilty aiheuttavan välkyntää, ja vaihtosuuntaajien suunnittelussa välkynnän mahdollisuus olisi hyvä ottaa huomioon. Mikäli aurinkosähköjärjestelmän yhteyteen liitetään auringon säteilyn mukaan ohjattuja kuormia, on välkyntä niin ikään syytä huomioida.</p> <p>Yliaallot ovat monimuotoinen ilmiö, jonka osalta on vaikeampaa antaa suoria lausuntoja. Aurinkosähköjärjestelmän verkkoon tuottamien yliaaltojen taajuus ja voimakkuus riippuvat vaihtosuuntaajan rakenteesta, toimintatilasta, verkon impedansseista ja kuormista sekä verkossa ennestään olevista yliaalloista. Aiemmissa tutkimuksissa mitatut pienitaajuiset harmoniset yliaallot ovat pääosin pysyneet standardien asettamien rajojen sisällä, mutta joitakin ylityksiä on havaittu. Hälyttävästä ongelmasta ei voida puhua, mutta vaihtosuuntaajien ja aurinkovoimaloiden suunnittelussa yliaallot olisi joka tapauksessa syytä huomioida. Suuritaajuisia yliaaltoja on joissakin tutkimuksissa pidetty mahdollisena ongelmana, ja lisätutkimuksia on esitetty tehtäväksi.</p>		
Avainsanat: aurinkosähkö, aurinkoenergia, sähkön laatu, välkyntä, harmoniset yliaallot, yliaallot		

Author: Antti Niemi

Title: Photovoltaics as a source of flicker and distortion

Date: 7.4.2017

Language: Finnish

Number of pages: 7+60

Department of Electrical Engineering and Automation

Professorship: Power Systems ELEC 3024

Supervisor: Prof. Matti Lehtonen

Advisor: Prof. Matti Lehtonen

In this thesis, flicker and distortion caused by photovoltaic power generation were studied. A review of previous research was conducted, and flicker was also studied by simulations. The simulations were performed on realistic models of Finnish low-voltage distribution networks, using measured solar irradiance and solar panel temperature as input data.

According to both previous research and the simulation results, solar irradiance variations do not seem to be a significant source of flicker. Voltage fluctuations caused by changes in solar irradiance can also be mitigated by adjusting the reactive power of the photovoltaic generators or by limiting the ramp rate of the active power output. Some studies have identified the photovoltaic inverter as a potential source of flicker, and the possibility of flicker should be considered in the inverter design process. Moreover, if solar-controlled loads are used in conjunction with photovoltaic systems, flicker should be taken into account.

Distortion is a more diverse phenomenon. Harmonic and interharmonic distortion caused by photovoltaic systems depends on the design and mode of operation of the inverter, network impedances, loads and background distortion levels. According to previous studies, low-frequency harmonics have mostly stayed within the limits defined in standards, but violations have also been observed. High-frequency distortion, sometimes called supraharmmonic distortion, has been considered a potential problem in some studies, and additional research has been suggested.

Keywords: photovoltaics, solar power, power quality, flicker, harmonics, harmonic distortion, distortion

## Esipuhe

Kiitän professori Matti Lehtosta saamastani hyvästä ohjauksesta. Esitän kiitokset myös Tampereen teknillisen yliopiston professori Seppo Valkealahdelle ja DI Kari Lappalaiselle työssä käytetyn mittausdatan toimittamisesta sekä Martin Lindnerille aikaisemmasta työstä simulaatioissa käytettyjen työkalujen kanssa.

Työ on tehty osana Finnish Solar Revolution -projektia, jonka tavoitteena on varmistaa, että suomalaisilla yrityksillä on käytettävissään riittävät tiedot ja osaaminen aurinkovoimaan liittyvästä teknologiasta ja markkinatekijöistä. Kiitän projektin johtoa työn tekemisen mahdollistamisesta.

Otaniemi, 7.4.2017

Antti Niemi

# Sisällysluettelo

<b>Tiivistelmä</b>	<b>ii</b>
<b>Tiivistelmä (englanniksi)</b>	<b>iii</b>
<b>Esipuhe</b>	<b>iv</b>
<b>Sisällysluettelo</b>	<b>v</b>
<b>Symbolit ja lyhenteet</b>	<b>vii</b>
<b>1 Johdanto</b>	<b>1</b>
<b>2 Välkynä ja yliaallot sähkön laatuongelmina</b>	<b>2</b>
2.1 Välkynnän määritelmä ja lähteet . . . . .	2
2.2 Välkynnän mittaaminen . . . . .	3
2.3 Välkynnän raja-arvot . . . . .	4
2.4 Yliaaltojen määritelmä ja ominaisuudet . . . . .	5
2.5 Yliaalloille asetetut rajoitukset . . . . .	6
<b>3 Aikaisempi tutkimus välkynnästä</b>	<b>10</b>
3.1 Lampputyypin vaikutus välkynnän realisoitumiseen . . . . .	12
<b>4 Välkynnän tutkiminen simuloimalla</b>	<b>15</b>
4.1 Auringon säteilymittaukset . . . . .	15
4.2 Aurinkosähköjärjestelmän tehon arviointi . . . . .	16
4.3 Jakeluverkon mallinnus . . . . .	16
4.4 Välkynnän määrittäminen . . . . .	17
<b>5 Simulaatioiden tulokset</b>	<b>18</b>
5.1 Auringon säteilyvaihteluiden aiheuttama välkynä . . . . .	18
5.1.1 Pidemmän ajan tarkastelu . . . . .	24
5.2 Näytteistystaajuuden vaikutus tuloksiin . . . . .	24
5.3 Irradianssin aika-paikkariippuvuuden mallintaminen alipäästösuodatuksella . . . . .	25
5.4 Irradianssin aika-paikkariippuvuuden mallintaminen ajallisella viivästyksellä . . . . .	28
5.5 Loistehon vaikutus välkynnään . . . . .	30
5.5.1 Näennäistehon pitäminen vakiona . . . . .	30
5.5.2 Loistehon asettelu verkon impedanssin mukaan . . . . .	31
5.6 Tehomuutosten hidastaminen vaihtosuuntaajan ohjauksella . . . . .	33
5.6.1 Hyödyntämättä jäänyt energia . . . . .	35
5.6.2 Vaadittava varastointikapasiteetti . . . . .	36
5.7 Ohjattujen kuormien vaikutus välkynnään . . . . .	40
5.8 Summautuminen muiden välkynnänlähteiden kanssa . . . . .	41
5.9 MPPT-säädön vaikutus välkynnään . . . . .	44

<b>6 Katsaus yliaaltoihin</b>	<b>46</b>
<b>7 Yhteenveto</b>	<b>54</b>
<b>Viitteet</b>	<b>56</b>

# Symbolit ja lyhenteet

## Symbolit

$E_e$	säteilytysvoimakkuus, irradianssi
$I$	virta
$l$	ominaisinduktanssi
$P$	pätoteho
$P_{lt}$	pitkäaikainen välkyntäindeksi
$P_{st}$	lyhytaikainen välkyntäindeksi
$Q$	loisteho
$R$	resistanssi
$r$	ominaisresistanssi
$S$	näennäisteho
$s$	Laplace-muuttuja, kompleksinen taajuus
$T_p$	aurinkopaneelin lämpötila
$t$	aika
$U$	jännite
$W$	energia, työ
$X$	reaktanssi
$Z$	impedanssi
$z$	suhteellinen impedanssi
$\eta$	hyötysuhde
$\varphi$	vaihekulma

## Lyhenteet

AC	vaihtosähkö, vaihtovirta, vaihtojännite
BFS	Backward-Forward Sweep, iteraatiomenetelmä säteittäisen jakeluverkon ratkaisemiseksi
DC	tasasähkö, tasavirta, tasajännite
FOC	Fractional Open Circuit, tyhjäkäyntijännitemenetelmä
HVDC	High Voltage Direct Current, suurjännitteinen tasasähköyhteys
IC	Incremental Conductance, konduktanssimenetelmä
KJ	keskijännite, keskijänniteverkko
LED	Light Emitting Diode, loistediodi, hohtodiodi, "ledi"
MPPT	Maximum Power Point Tracking, maksimitehopisteen seuranta
PJ	pienjännite, pienjänniteverkko
P&O	Perturb and Observe, poikkeuta ja havaitse -menetelmä
PV	photovoltaics, aurinkokennoihin perustuva aurinkosähköjärjestelmä
SJ	suurjännite, suurjänniteverkko
TDD	Total Demand Distortion, harmoninen kokonaissärökerroin järjestelmän nimellisvirran suhteen
THD	Total Harmonic Distortion, harmoninen kokonaissärökerroin

# 1 Johdanto

Kiinnostus aurinkoenergiaan on kasvanut viime vuosina voimakkaasti. Tähän ovat vaikuttaneet erityisesti aurinkopaneelien hintojen lasku sekä poliittinen tahto uusiutuvien energianlähteiden hyödyntämiseksi. Aurinkosähkön tuotannon lisääntyessä on sen aiheuttamiin sähkön laatuongelmiin alettu kiinnittää huomiota. Aurinkosähköä tuotetaan eniten valosähköiseen ilmiöön perustuvilla aurinkopaneelijärjestelmillä, joiden teho vaihtelee nopeasti auringon säteilyn mukaan. Tällaisia järjestelmiä liitetään usein myös pienjännitejakeluverkkoihin, jotka ovat erityisen herkkiä sähkön laatuongelmille. Näitä laatuongelmia ovat esimerkiksi jännitetasen hitaat vaihtelut, harmoniset yliaallot ja välkyntä, joista tässä työssä keskityttiin tutkimaan välkyntää ja yliaaltoja.

Välkyntä tarkoittaa valaistuksen nopeita kirkkausmuutoksia, jotka aiheutuvat valaisimen syöttöjännitteen nopeista vaihteluista. Nämä jännitevaihtelut aiheutuvat tyypillisesti verkossa siirtyvän tehon vaihteluista, joihin teholtaan vaihteleva aurinkosähköjärjestelmä voi vaikuttaa. Välkyntä on ennen kaikkea psykologinen ongelma, koska runsaana esiintyessään se koetaan häiritseväksi.

Yliaallot tarkoittavat jännitteen ja virran komponentteja, joiden taajuus on perustaajuutta suurempi. Yliaallot vääristävät jännitteen ja virran käyrämuotoa, ja ne voivat aiheuttaa esimerkiksi ylimääräisiä häviöitä ja epätoivottuja ääni-ilmiöitä sähkölaitteissa. Aurinkosähköjärjestelmissä yliaaltoja aiheuttaa lähes yksinomaan järjestelmän vaihtosuuntaaja, joka muuntaa aurinkopaneelien tuottaman tasasähkön verkkoon syötettäväksi vaihtosähköksi.

Tässä työssä tutkittiin aurinkosähkön tuotannon aiheuttamaa välkyntää ja yliaaltoja. Aiheita käsittelevän tutkimuskatsauksen lisäksi välkyntää tutkittiin simulaatioilla suomalaisissa pienjänniteverkoissa. Simulaatioissa käytettiin lähdemateriaalina todellisia mittaustietoja auringon säteilystä ja aurinkopaneelien lämpötilasta.

Seuraavassa esitellään aluksi välkyntä ja yliaallot ilmiöinä ja tarkastellaan välkyntään liittyvää aikaisempaa tutkimusta lyhyesti. Simulaatioissa käytetyt menetelmät sekä keskeisimmät tulokset esitetään. Lopuksi luodaan katsaus yliaalloista tehtyyn tutkimukseen.

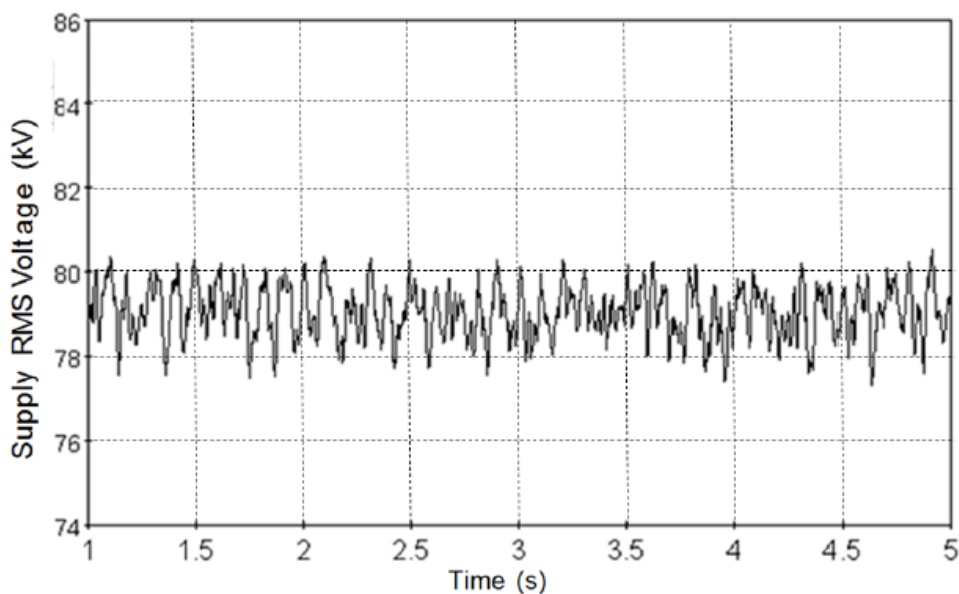


## 2 Välkyntä ja yliaallot sähkön laatuongelmina

### 2.1 Väkynän määritelmä ja lähteet

Väkynällä tarkoitetaan valaistuksen nopeita kirkkausmuutoksia, jotka ihminen voi havaita. Väkynä aiheutuu tyypillisesti valaisimen syöttöjännitteen nopeista vaihteluista, ja se koetaan häiritseväksi, kun kirkkausmuutosten suuruus tai taajuus ylittää tietyn kynnsarvon. Häiritsevimmäksi koetaan väkynä, jonka taajuus on 8-10 hertsiä. Tällä taajuusalueella häiritsevän väkynän muodostumiseen riittää hyvinkin pieni, jo prosentin kymmenesosien suuruinen jännitteen vaihtelu. Myös muutosten jyrkkyys ja käyrämuoto vaikuttavat väkynän häiritsevyyteen. Väkynää aiheuttavat jännitteen vaihtelut ovat yleensä pienempiä kuin sähkölaitteille häiriötä aiheuttavat vaihtelut. [1]

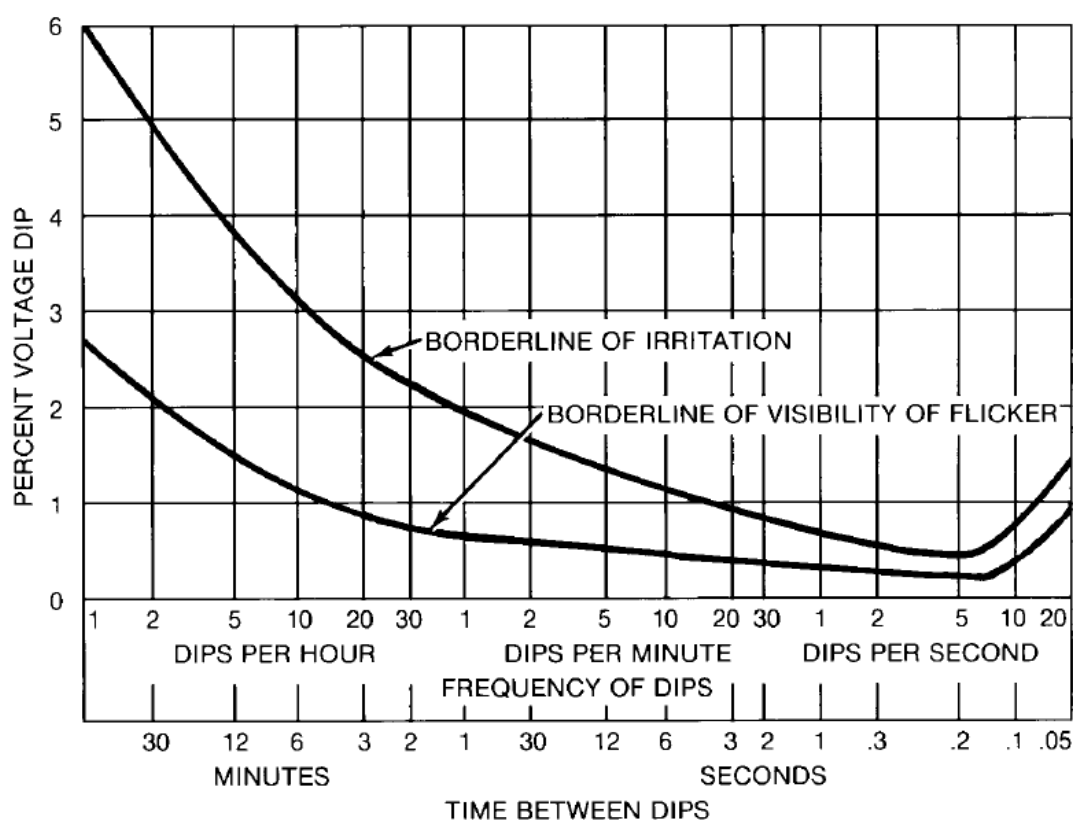
Nopeita jännitemuutoksia aiheuttavat tyypillisesti suuritehoiset kuormat, joiden teho vaihtelee nopeasti. Tällaisia ovat esimerkiksi valokaariuunit, kuormaltaan vaihtelevat suuret moottorikäytöt sekä loistehon kompensointiin käytettävät rinnakkaiskondensaattorit, joita kytketään verkkoon ja verkosta pois [1]. Kuvassa 1 on esimerkki valokaariuunin aiheuttamasta jännitteen tehollisarvon vaihtelusta. Auringonpaneelin teho riippuu paneelille saapuvan auringonvalon voimakkuudesta eli irradianssista paneelin tasossa. Pilvien liikkeet voivat aiheuttaa nopeita irradianssin muutoksia, jolloin paneelin tuottama teho muuttuu. Tällöin verkossa saattaa esiintyä jännitevaihteluita, jotka aiheuttavat väkynää.



Kuva 1: Esimerkki valokaariuunin aiheuttamasta jännitteen vaihtelusta, joka voi aiheuttaa väkynää [2]

## 2.2 Välkynnän mittaaminen

Välkyntä on ennen kaikkea psykologinen ongelma, ja välkynnän häiritsevyys riippuu jossain määrin ihmisen henkilökohtaisista ominaisuuksista. Sähkön laatua määritettäessä välkyntää on kuitenkin voitava arvioida objektiivisesti ilman suuria koejärjestelyjä, mihin on kehitetty useita menetelmiä. Kuvassa 2 on esimerkki välkyntäkäyrästä, jollaisia on pitkään käytetty välkynnän häiritsevyyden arviointiin. Käyrän vaakakselilla on jännitemuutosten lukumäärä aikayksikössä ja pystyakselilla muutosten suuruus. Käyrä kuvaa rajoja, joiden yläpuolella välkyntä havaitaan ja koetaan häiritseväksi. Käyrän muoto ja korkeus riippuvat jännitemuutosten luonteesta, ja käyrä soveltuu lähinnä säännöllisenä toistuvien muutosten arviointiin. Sen soveltaminen on vaikeampaa, jos muutosten nopeus ja taajuus eivät ole säännöllisiä.



Kuva 2: General Electricin välkyntäkäyrä [2, 3]

Perusteellinen ja yleisesti käytetty menetelmä välkynnän määrittämiseksi on standardissa IEC 61000-4-15 [4] kuvattu välkyntämittari. Mittari tuottaa siihen syötetyn verkkojännitteen perusteella välkyntäaistimusta kuvaavan signaalin ja laskee signaalista välkynnän häiritsevyyssindeksit. Mittarin parametrit on määritelty erikseen 230 voltin ja 50 hertsin sekä 120 voltin ja 60 hertsin sähköjärjestelmille.

Mittari koostuu viidestä lohkoista, joista ensimmäinen asettaa tulojännitteen mittarin referenssitasolle. Ensimmäinen lohko sisältää myös signaaligeneraattorin

mittarin kalibrointia varten. Toinen, kolmas ja neljäs lohko koostuvat suodattimista, jotka jäljittelevät 60 watin hehkulampun toimintaa sekä välkyntäaistimuksen syn-  
tyä ihmisen silmässä ja aivoissa. Neljännen lohkon ulostulosta saadaan hetkellistä  
välkyntäaistimusta kuvaava signaali, josta viidennessä lohossa lasketaan tilastolli-  
sesti välkyntäaistimusta häiritsevyysindeksit. Lyhytaikainen häiritsevyysindeksi  $P_{st}$  lasketaan  
tavallisesti 10 minuutin aikaväliltä, ellei sovellettavassa ohjeessa toisin määritellä,  
kaavalla

$$P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_{1s} + 0.0657P_{3s} + 0.28P_{10s} + 0.08P_{50s}} \quad (1)$$

jossa  $P_{0.1}$ ,  $P_{1s}$ ,  $P_{3s}$ ,  $P_{10s}$  ja  $P_{50s}$  tarkoittavat välkyntäaistimusta kuvaavan signaalin  
arvoja, jotka ylittyvät 0.1, 1, 3, 10 ja 50% ajasta. Alaindeksi "s" tarkoittaa tasoitettuja  
arvoja, jotka lasketaan kaavoilla 2 – 5.

$$P_{1s} = \frac{P_{0.7} + P_1 + P_{1.5}}{3} \quad (2)$$

$$P_{3s} = \frac{P_{2.2} + P_3 + P_4}{3} \quad (3)$$

$$P_{10s} = \frac{P_6 + P_8 + P_{10} + P_{13} + P_{17}}{5} \quad (4)$$

$$P_{50s} = \frac{P_{30} + P_{50} + P_{80}}{3} \quad (5)$$

Pitkäaikainen häiritsevyysindeksi  $P_{lt}$  lasketaan peräkkäisten lyhytaikaisten in-  
deksien kuutiollisena keskiarvona halutulta aikaväliltä. Yleensä pitkäaikainen häirit-  
sevyysindeksi lasketaan kahden tunnin ajalta kaavan 6 mukaan, kuten esimerkiksi  
standardissa SFS-EN 50160 on määritelty. Standardi IEEE 1453 [2] suosittelee  
laskemaan pitkäaikaisen välkyntäindeksin ns. liukuvaa ikkunaa käyttäen, jolloin  
kahden tunnin laskentaväliä siirretään kerrallaan eteenpäin 10 minuuttia eli yhden  
 $P_{st}$ -näytteen verran. Tässä työssä esitetyt pitkäaikaiset välkyntäindeksit on laskettu  
liukuvaa ikkunaa käyttäen, ellei toisin mainita.

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^{12} P_{st,i}^3}{12}} \quad (6)$$

## 2.3 Välkyntäaistimuksen raja-arvot

Sähköverkossa esiintyvälle välkyntälle on sähkön laatua määrittävissä standardeissa  
ja ohjeissa asetettu raja-arvoja. Jännitteen laatua kuvaavan standardin SFS-EN  
50160 mukaan pitkäaikaisen häiritsevyysindeksin tulee normaaleissa käyttöolosuh-  
teissa olla pienempi kuin 1 vähintään 95% ajasta minkä tahansa viikon pituisen  
mittausjakson aikana [5]. Saksalaisen pienjännitstandardin VDE-AR-N 4105 mukaan  
pienjänniteverkkoon kytketyn generaattorijärjestelmän aiheuttaman pitkäaikaisen  
välkyntäindeksin tulee olla pienempi kuin 0,5 [6, 7]. IEC 61000-sarjan standardeissa

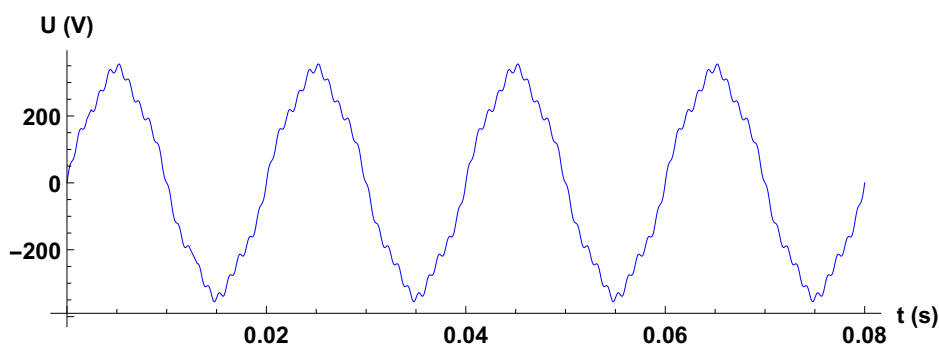
on asetettu rajoja verkkoon liitettävien laitteiden ja järjestelmien aiheuttamalle välkynnälle. Raja-arvot riippuvat laitteen ja verkon ominaisuuksista. Näitä standardeja ei ollut saatavissa tätä työtä tehtäessä, mutta tyypillinen raja lyhytaikaiselle välkyn-täindeksille on 1 ja pitkäaikaiselle 0,65 [8]. IEEE 1453-standardissa esitetään rajat, joita suositellaan käytettäväksi, kun suunnitellaan järjestelmien liittämistä keski- ja suurjänniteverkkoihin [2]. Rajat on esitetty taulukossa 1.

Taulukko 1: Suositusrajat välkynnälle IEEE 1453:n mukaan

Välkyntäindeksi	Raja, KJ	Raja, SJ
$P_{st}$	0,9	0,8
$P_{lt}$	0,7	0,6

## 2.4 Yliaaltojen määritelmä ja ominaisuudet

Yliaalloilla eli säröllä tarkoitetaan virran ja jännitteen jaksollisia komponentteja, joiden taajuus on perustaaajuutta suurempi. Harmonisiksi yliaalloiksi kutsutaan yliaaltoja, joiden taajuus on perustaaajuuden kokonaislukukerrannainen. Vastaavasti epäharmonisten yliaaltojen taajuus ei ole perustaaajuuden kokonaislukukerrannainen. Korkeataajuisia harmonisia ja epäharmonisia yliaaltoja, joiden taajuus on useita kilohertsejä, kutsutaan toisinaan myös yliharmonisiksi (supraharmonics) [9]. Aliharmonisiksi kutsutaan perustaaajuuden alapuolella olevia komponentteja. Kuvassa 3 on esimerkki säröytyneestä jännitteestä, joka sisältää perustaaajuisen 50 hertsin komponentin lisäksi 5. ja 20. harmoniset komponentit, joiden taajuudet ovat vastaavasti 250 Hz ja 1000 Hz. Kuten nähdään, jännitteen käyrämuoto poikkeaa yliaaltojen takia sinimuotoisesta.



Kuva 3: Esimerkki säröytyneestä jännitteestä

Yliaaltovirtoja tuottavat epälineaariset kuormat kuten tehoelektroniikkaa sisältävät laitteet, kaasupurkauslamput, hitsauslaitteet ja valokaariuunit. Verkkokom-mutoivat diodi- ja tyristoritasasuuntaajat tuottavat eniten pienitaajuisia harmonisia

yliaaltoja, joiden järjestysluku on pariton. Pienitaajuisia, järjestysluvultaan parillisia yliaaltoja esiintyy verkossa yleensä vähemmän, mutta niitä voi synnyttää esimerkiksi puoliaaltotasasuuntaus. Pulssinleveysmodulaatioon perustuvat tehoelektroniikkalaitteet, mukaan lukien aurinkosähköjärjestelmien vaihtosuuntaajat, tuottavat myös suurempitaajuisia harmonisia ja epäharmonisia yliaaltoja. Aliharmonisia komponentteja synnyttävät esimerkiksi katkaisuohjauksella toimivat vaihtosähkökatkojat sekä syklokonvertterit, mutta niitä ei tarkastella tässä työssä tarkemmin. Yliaaltovirrat aiheuttavat verkon impedansseissa jännitehäviön, jolloin jännitteeseen syntyy vastaavia yliaaltokomponentteja. Mikäli verkon induktanssien ja kapasitanssien muodostaman piirin resonanssitaajuus sattuu lähelle verkossa esiintyvän yliaallon taajuutta, yliaaltojännite voi vahvistua huomattavan suureksi. [1, 10]

Yliaaltojen haittavaikutuksia ovat lisääntyneet häviöt, ylijännitteet, häiriöt sähkölaitteille, ei-toivotut värähtelyt ja ääni-ilmiöt. Yliaaltovirrat pienentävät pätötehon siirtokapasiteettia ja aiheuttavat johtimissa ylimääräisiä häviöitä virranajoitilmiön takia. Harmoniset yliaaltovirrat, joiden järjestysluku on kolmella jaollinen, eivät kumoudu kolmivaihejärjestelmän tähtipisteessä vaan summautuvat nollajohtimeen ja lisäävät näin nollajohtimen kuormitusta. Yliaaltojännitteet kasvattavat muuntajien ja pyörivien koneiden rautahäviöitä ja aiheuttavat niissä ei-toivottuja värähtelyjä ja ääniä. Parillisten harmonisten yliaaltojen yhteydessä voi esiintyä tasakomponentti, jos niiden lähteenä on esimerkiksi puoliaaltotasasuuntaaja. Tasakomponentti aiheuttaa herkästi jakelumuuntajan kyllästymisen, jolloin sen magnetointivirta kasvaa voimakkaasti ja virtaan ja lähtöjännitteeseen syntyy lisää yliaaltoja. Lisäksi yliaallot voivat aiheuttaa häiriöitä viestiyhteyksiin, sähkölaitteisiin ja verkon ohjausjärjestelmiin. Epäharmoniset yliaallot sekä aliharmoniset komponentit voivat aiheuttaa myös välkyntää. [1, 10]

## 2.5 Yliaalloille asetetut rajoitukset

Yliaalloille on asetettu rajoja standardeissa. Rajat määritellään tyypillisesti sekä yksittäisille yliaaltokomponenteille että useamman komponentin mukaan lasketuille kertoimille. Yleisesti käytetty mittaluku on harmoninen kokonaissärökerroin (THD), joka määritellään kaavan 7 mukaisesti. THD voidaan määritellä sekä jännitteelle että virralle. Virralle määritellään usein myös vastaava kerroin (TDD), jossa viitearvona käytetään mitatun perustaajuuden virran sijaan järjestelmän nimellisvirtaa kaavan 8 mukaisesti. Kaavoissa  $U_i$  ja  $I_i$  tarkoittavat jännitteen ja virran  $i$ :n yliaaltokomponentin tehollisarvoa. Kokonaissärökertoimeen sisällytettävien yliaaltokomponenttien lukumäärä riippuu sovellettavasta standardista. Tyypillisesti kertoimiin sisällytetään 2.–40. kertaluvun harmoniset komponentit. [1, 11]

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^N U_i^2}}{U_1} \quad (7)$$

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^N I_i^2}}{I_n} \quad (8)$$

Jännitteen laatua määrittävässä standardissa SFS-EN 50160 [5] asetetaan yksilölliset ylärajat harmonisille yliaaltojännitteille 25. kertalukuun asti. Rajat määritellään yliaallon ja perusaallon 10 minuutin keskimääräisten tehollisarvojen suhteina, ja jännitteen tulee täyttää ne 95% ajasta viikon pituisen mittausjakson aikana. Rajat on esitetty taulukossa 2. Suurjännitteelle annetut rajat ovat harkinnanalaisia viitteellisiä arvoja. Jännitteen harmoninen kokonaissärökerroin lasketaan 2.–40. komponentille, ja sen maksimiarvoksi on pien- ja keskijänniteverkoissa määritelty 8%. Suurjännitteellä rajaa ei ole määritelty, mutta sitä on harkittu. Epäharmonisille yliaalloille ei ole SFS-EN 50160:ssa asetettu rajoja, mutta rajoituksia harkitaan, koska niitä tuottavien laitteiden kuten taajuusmuuttajien ja hakkuriteholähteiden määrä on kasvanut.

Taulukossa 2 on esitetty myös Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj:n 110 kV:n verkossa noudatettavat rajoitukset [1]. Ne ovat osittain tiukempia kuin SFS-EN 50160:ssa määrätyt. Fingridin määräysten mukaan virran kokonaissärön 110 kV:n verkon liittymispisteessä on lisäksi oltava pienempi kuin 6%.

Taulukko 2: Harmonisten yliaaltojännitteiden sallitut arvot SFS-EN 50160:n sekä Fingridin verkkosäännösten mukaan

Järjestysluku	Raja, PJ (%)	Raja, KJ (%)	Raja, SJ (%)	Raja, Fingrid 110kV
2	2	2	1,9	1
3	5	5	3	3
4	1	1	1	0,7
5	6	6	5	3
6	0,5	0,5	0,5	0,5
7	5	5	4	2,5
9	1,5	1,5	1,3	1,5
11	3,5	3,5	3	1,7
13	3	3	2,5	1,7
15	0,5	0,5	0,5	0,5
17	2	2	–	1,5
19	1,5	1,5	–	1,5
21	0,5	0,5	0,5	0,5
23	1,5	1,5	–	0,8
25	1,5	1,5	–	0,8
parilliset 6...24	0,5	0,5	0,5	0,3 (8...24)

IEEE 519 -standardissa annetaan ylärajasuosituksset verkkoon liitetyn järjestelmän tuottamille yliaalloille. Standardin mukaan yliaaltojen mittausta on 50 hertsin järjestelmässä suoritettava diskreetillä Fourier-muunnoksella (DFT) aikaväliltä, johon sisältyy kymmenen perustaajuuden signaalin jaksoa. Tällöin muunnos tuottaa spektrikomponentit 5 hertsin välein. Kunkin harmonisen yliaallon suuruus määritellään neliöllisenä keskiarvona, johon sisällytetään spektrikomponentit kyseisellä harmonisella taajuudella sekä 5 hertsin päässä tämän taajuuden ylä- ja alapuolella. Näin saatujen arvojen neliöllisinä keskiarvoina lasketaan yliaallon erittäin lyhytaikainen arvo kolmen sekunnin ajalta ja lyhytaikainen arvo kymmenen minuutin ajalta. [11]

Harmonisten yliaaltojännitteiden raja-arvot määritellään yliaaltokomponentin tehollisarvon ja järjestelmän nimellisjännitteen suhteena. Yksittäisille yliaaltojännitteille ja jännitteen kokonaissärökertoimelle asetetut rajat järjestelmän liittymispisteestä mitattuna on esitetty taulukossa 3. Erittäin lyhytaikaisten arvojen tulisi olla pienempiä kuin 1,5 kertaa taulukossa esitetyt arvot 99% ajasta vuorokauden pituisen mittausjakson aikana. Lyhytaikaisten arvojen tulisi olla pienempiä kuin taulukossa esitetyt arvot 95% ajasta viikon aikana. Standardin mukaan kokonaissärökertoimeen sisällytetään 2.–50. komponentit.

Taulukko 3: Harmonisten yliaaltojännitteiden suositusrajat liittymäpisteessä IEEE 519:n mukaan

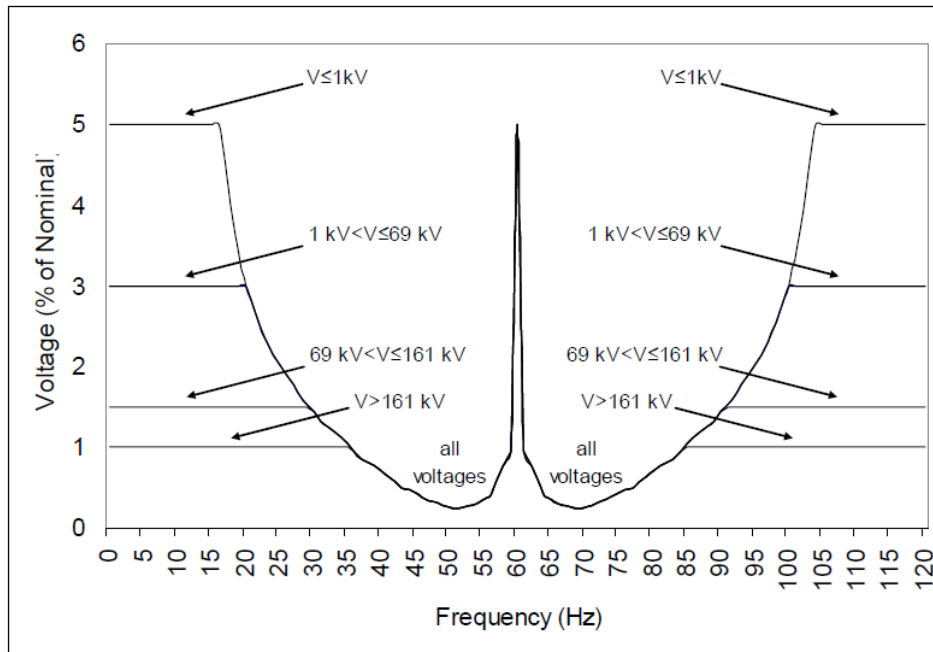
Jännitetaso	Yksittäinen yliaaltojännite (%)	THD (%)
$U \leq 1\text{kV}$	5	8
$1\text{kV} < U \leq 69\text{kV}$	3	5
$69\text{kV} < U \leq 161\text{kV}$	1,5	2,5
$U > 161\text{kV}$	1	1,5 (HVDC-asema: 2)

Yliaaltovirroille asetetut rajat on määritelty yliaaltokomponentin ja järjestelmän nimellisvirran suhteena, ja ne riippuvat verkon oikosulkusuhteesta ja jännitetasosta. Rajat 120 V – 69 kV jännitteellä eri oikosulkusuhteilla on esitetty taulukossa 4. Parillisille yliaalloille rajat on määritelty siten, että kukin raja on 25% lähimmän parittoman yliaallon raja-arvosta. Standardin mukaan erittäin lyhytaikaisten arvojen tulisi olla pienempiä kuin 2 kertaa taulukossa esitetyt arvot 99% ajasta vuorokauden aikana. Lyhytaikaisten arvojen tulisi olla pienempiä kuin 1,5 kertaa taulukossa esitetyt arvot 99% ajasta ja pienempiä kuin taulukon arvot 95% ajasta viikon aikana. Virran kokonaissärökerroin lasketaan järjestelmän nimellisvirran suhteen ja siihen sisällytetään 2.–50. komponentit. Lisäksi standardissa kielletään erikseen sellaisen särön aiheuttaminen, johon sisältyy virran tasakomponentti.

Taulukko 4: Harmonisten yliaaltovirtojen suositusrajat (% nimellisvirrasta) järjestys-  
luvuittain liityntäpisteessä eri oikosulkusuhteilla 120 V – 69 kV jännitteellä IEEE  
519:n mukaan

$\frac{I_k}{I_L}$	3–9	2–10	11–15	12–16	17–21	18–22	23–33	24–34	35–49	36–50	TDD
<20	4	1	2	0,5	1,5	0,375	0,6	0,15	0,3	0,075	5
20–50	7	1,75	3,5	0,875	2,5	0,625	1	0,25	0,5	0,125	8
50–100	10	2,5	4,5	1,125	4	1	1,5	0,375	0,7	0,175	12
100–1000	12	3	5,5	1,375	5	1,25	2	0,5	1	0,25	15
>1000	15	3,75	7	1,75	6	1,5	2,5	0,625	1,4	0,35	20

IEEE 519 -standardin liitteessä annetaan suositusrajat myös pienitaajuisille epäharmonisille ja aliharmonisille jännitekomponenteille. Rajat on laadittu näistä komponenteista aiheutuvan välkyntän mukaan 60 hertsin järjestelmässä. Vastaavalla periaatteella voitaisiin johtaa rajat myös 50 hertsin järjestelmälle. Kuvassa 4 on esitetty suositusrajoja kuvaava käyrä.



Kuva 4: Suositusrajat epäharmonisille jännitteille IEEE 519:n mukaan



### 3 Aikaisempi tutkimus välkynnästä

Saksassa tehdyssä tutkimuksessa [6] tutkittiin välkyntää saksalaisissa pienjänniteverkoissa, joissa on paljon aurinkosähkön tuotantoa. Tutkimusaineistona käytettiin etäluettavien sähkönkulutusmittarien keräämiä tietoja sähkön laadusta. Standardien rajat ylittävää välkyntää ei juurikaan havaittu, ja vain hyvin pieni osa välkyntäindekseistä ylitti raja-arvot. Tutkimuksessa selvitettiin myös vuoden- ja vuorokaudenajan sekä pilvisyysolosuhteiden vaikutusta välkynnän esiintymiseen, mutta merkittävää yhteyttä ei havaittu. Ainoastaan pitkässä, runsaasti aurinkosähköjärjestelmiä sisältävässä jakelujohdossa havaittiin välkynnän hieman lisääntyvän, kun pilvisyys vaihteli ja kuormitus oli vähäistä. Välkyntäindeksit pysyivät kuitenkin selvästi saksalaisen pienjännitestandardin asettamien rajojen alapuolella. Tutkimuksen mukaan aurinkosähköjärjestelmät eivät ole merkittäviä välkynnän aiheuttajia, vaan välkyntä on peräisin pääasiassa kuormista.

Toisessa saksalaisessa tutkimuksessa [7] selvitettiin simulaatioilla, rajoittaako välkyntä aurinkosähköjärjestelmien liittämistä jakeluverkkoihin. Tutkimuksessa todettiin, että kaapelien ja muuntajien virtarajat sekä verkon jännitetaso rajat ylittyvät ennen kuin välkynnälle asetetut rajat. Tutkimuksessa käytetty välkynnän mittaamenetelmä poikkesi hieman IEC 61000-4-15:ssä määritellystä, mutta se arvioitiin tutkimuksessa sopivaksi tähän tarkoitukseen.

Tampereen teknillisen yliopiston tutkimuksessa [12] tutkittiin aurinkosähköjärjestelmien vaihtosuuntaajien aiheuttamia sähkönlaatuongelmia. Tutkitut yksivaiheiset vaihtosuuntaajat kytkettiin verkkoon säädettävän impedanssin kautta, mikä mahdollisti erityyppisten verkkojen jäljittelyn. Tutkimuksessa auringon säteilyvaihtelut eivät aiheuttaneet merkittävää välkyntää, mutta yhden vaihtosuuntaajan havaittiin aiheuttavan muita enemmän välkyntää. Syynä pidettiin vaihtosuuntaajan MPPT-säätimen toimintatapaa. Vaihtosuuntaajan virrassa havaittiin noin 8 hertsin taajuinen vaihtelu. Tämä on hyvin lähellä taajuutta, jolla ihminen havaitsee välkynnän herkimmin.

Perera ym. tutkivat IEC 61000-3-15 -standardin mukaisilla laboratoriokokeilla kahden vaihtosuuntaajan aiheuttamaa välkyntää ja harmonisia yliaaltoja [13]. Tutkimuksessa aurinkopaneelien toimintaa simuloitiin ohjelmoitavalla tasasähkölähteellä. Välkyntää tutkittiin aluksi vakiolla syöttöteholla, jolloin kumpikin vaihtosuuntaaja tuotti mitattavissa olevaa välkyntää, mutta välkyntäindeksit olivat selvästi standardin raja-arvoja pienempiä. Toinen vaihtosuuntaaja tuotti enemmän välkyntää kuin toinen, ja kummankin laitteen tuottama välkyntä kasvoi hieman tehon kasvaessa. Välkynnän lähteeksi epäiltiin tässä tapauksessa vaihtosuuntaajien MPPT-säädinten toimintaa. Auringon säteilyvaihteluiden vaikutusta tutkittiin simuloimalla kirkasta ja pilvisyydeltään vaihtelevaa päivää. Ensin mainitun vaihtosuuntaajan tuottama välkyntä oli lähes riippumaton auringon säteilyvaihteluista. Jälkimmäinen tuotti hieman enemmän välkyntää, kun syöttöteho vaihteli. Välkyntäindeksit olivat tässäkin tapauksessa standardin määrittämiä rajoja pienempiä, eikä välkyntää pidetty suurena ongelmana.

Vaihtosuuntaajan tuottamia epäharmonisia yliaaltoja selvittäneessä tutkimuksessa [14] havaittiin, että pienitaajuiset epäharmoniset yliaallot, joiden todennäköisenä lähteenä pidettiin vaihtosuuntaajan MPPT-säädintä, saattavat aiheuttaa mitattavissa

olevaa välkyntää. Mitatut välkyntäindeksit eivät ylittäneet standardeissa määritellyjä rajoja, mutta tutkimuksessa suositeltiin, että vaihtosuuntaajien suunnittelussa huomioitaisiin välkyntänsä mahdollisuus.

Luo ja Yang tutkivat suurehkon 6,7 MW aurinkovoimalan vaikutusta sähkön laatuun Shanghain sähkönlaadun tarkkailujärjestelmän (SPQMS) keräämien tietojen pohjalta [15]. Järjestelmä kerää tietoa kaikista oleellisista sähkön laatutekijöistä. Välkyntä oli valittuna tutkimuspäivänä vähäistä eikä ylittänyt Kiinan sähkönlaatusstandardeissa asetettuja rajoja. Välkyntää tutkittiin myös tilastollisesti heinäkuun ja joulukuun 2012 väliseltä ajalta. Mitatuista välkyntäindeksin arvoista 99,94% täytti vaatimukset. Samaa voimalaa tarkasteltiin myös toisessa tutkimuksessa [16], jossa tutkittiin sähkön laatua kesällä ja talvella. Välkyntä ei tässäkään tutkimuksessa ylittänyt rajoja.

Australialaisessa tutkimuksessa [17] tutkittiin aurinkosähköjärjestelmän vaikutusta sähkön laatuun Queenslandin yliopiston alueella. Mitatut välkyntäindeksit olivat pääosin Australiassa käytetyissä standardeissa määritellyjen rajojen alapuolella, mutta merkittävää välkyntää havaittiin joinakin päivinä.

Lu ym. tutkivat mittauksilla sähkön laatua Peng-Hu:n pienjännitejakeluverkkoon kytketyn 70 kW aurinkovoimalan yhteydessä [18]. Taiwanin sähkönlaatumääräyksissä välkyntälle asetetut vaatimukset täyttyivät viikon pituisen mittausjakson aikana. Välkyntänsä arviointiin käytetty menetelmä poikkesi IEC 61000-4-15:sta.

Espanjalaisessa tutkimuksessa [8] tutkittiin mittauksilla keskijänniteverkkoon kytketyn 800 kW:n aurinkovoimalan vaikutusta sähkön laatuun. Mitatut välkyntäindeksit olivat selvästi pienempiä kuin standardeissa määritellyt raja-arvot, eikä merkittävää välkyntää havaittu.

González ym. tutkivat sähkön laatutekijöitä Espanjan jakeluverkoissa [19]. Mittauksia suoritettiin aurinkovoimaloissa, voimaloiden ja keskijänniteverkon liittymispisteissä sekä keskijänniteverkon sähköasemilla. Mitattu pitkäaikainen välkyntäindeksi ylitti toisinaan EN 50160 -standardissa asetetun rajan, mutta ylityksiä ei aina pystytty yhdistämään aurinkovoimaloiden tehovaihteluihin eikä välkyntää pidetty tutkimuksessa suurena ongelmana.

Malesiassa suoritettussa tutkimuksessa [20] selvitettiin aurinkosähköjärjestelmän aiheuttamaa välkyntää kokeellisessa jakeluverkossa tehdyillä mittauksilla. Tutkimuksessa havaittiin ajoittain huomattavaa välkyntää, joka ylitti IEC 61000-sarjan standardeissa määritellyt emissiorajat. Välkyntänsä arviointiin käytettiin yksinkertaisempaa välkyntäkäyrään perustuvaa menetelmää, joka poikkeaa IEC 61000-4-15:sta eikä kuvaa epäsäännöllisiä ilmiöitä yhtä tarkasti. Toisaalta tutkimuksessa todettiin muissa tutkimuksissa kerätyn aineiston pohjalta, että Malesiassa ja Thaimaassa pilvien liikkeiden aiheuttamat muutokset aurinkosähköjärjestelmän tehossa olisivat nopeampia ja voimakkaampia kuin Kiinassa, Hong Kongissa ja Yhdistyneissä kuningaskunnissa.

Stewart ym. tutkivat simulaatioilla auringon säteilyvaihteluiden vaikutusta välkyntään Hawaijin jakeluverkossa [21]. Tutkimuksessa käytettiin viiden anturin keräämiä mittaustietoja auringon säteilystä, jotka syötettiin tyypillistä vaihtosuuntaajaa kuvaavaan simulaatiomalliin. Simulaatioissa välkyntäindeksit eivät ylittäneet paikallisissa sähkönlaatumääräyksissä annettuja raja-arvoja. Aurinkosähköjärjestelmien

teho oli kuitenkin pieni verkon ominaisuuksiin nähden, ja lisätutkimuksia esitettiin tehtäväksi heikommalla verkkomallilla. Tutkimuksessa simuloitiin välkyntää myös olettamalla aurinkosähköjärjestelmien tehoon välitön 80–100% pudotus. Tällaista tapaa käytetään toisinaan välkyntää tutkittaessa, mutta tutkimuksen mukaan se ei kuvaa aurinkosähköjärjestelmien tehovaihteluja ja niiden aiheuttamaa välkyntää realistisesti.

Yhdysvalloissa tehdyssä tutkimuksessa [22] selvitettiin aurinkosähkön tuotannon aiheuttamaa välkyntää sekä jakelumuuntajan käämikytkimelle aiheutuvaa räsistusta pienjänniteverkossa. Tutkimuksessa simuloitiin aurinkosähköjärjestelmää yksinkertaistetussa verkkomallissa. Simulaatioissa ei havaittu merkittävää välkyntää, mutta käämikytkimen askellusmäärä lisääntyi selvästi aurinkosähköjärjestelmän aiheuttamien jännitevaihteluiden vuoksi, minkä arveltiin lyhentävän käämikytkimen elinikää. On kuitenkin huomattava, että tutkimuksessa käytetyt mittaustiedot auringon säteilystä oli kerätty yhden minuutin näytteistysvälillä, joka on välkyntänsä kannalta huomattavan pitkä. Välkyntää koskevaa tulosta voidaan näin ollen pitää vain karkeana arviona.

Daon ym. artikkelissa [23] tutkittiin simulaatioilla auringon säteilyvaihteluiden aiheuttamien jännitemuutosten pienentämistä aurinkosähköjärjestelmän loistehoa säätämällä. Keski-jänniteverkon mallilla tehdyissä simulaatioissa havaittiin, että loistehon säädöllä verkon jännitteen vaihtelua voidaan vähentää huomattavasti. Työssä ei keskitytty välkyntään tarkemmin, mutta voidaan olettaa, että hyvin toteutettu jännitevaihteluiden pienentäminen vähentää myös välkyntää.

Moravek ym. tutkivat ohjattujen kuormien aiheuttamia sähkön laatuongelmia laboratoriokokeilla [24]. Kuormien ohjausta ja tehonsäätöä voidaan käyttää paikallisen kulutuksen maksimointiin, kun aurinkosähköjärjestelmän teho on suurimmillaan. Tutkimuksessa tarkasteltiin vaihekulmaohjaukseen ja katkaisuohtaukseen perustuvia säätömenetelmiä. Vaihekulmaohjaus aiheutti mitattavissa olevaa välkyntätason nousua, mutta välkyntäindeksit eivät ylittäneet standardien raja-arvoja. Sen sijaan katkaisuohtaus aiheutti huomattavaa välkyntää, joka ylitti selvästi IEC 61000-sarjan standardeissa määritellyt emissiorajat.

### 3.1 Lampputyypin vaikutus välkyntänsä realisoitumiseen

IEC 61000-4-15 -standardin mukainen välkyntämittari on suunniteltu 60 watin hehkulampun pohjalta. Tavallisten hehkulamppujen käyttö on kuitenkin vähentynyt oleellisesti viime vuosina, ja niiden sijaan kotitalouksissa käytetään esimerkiksi halogeeni-, loiste-, pienloiste- ja LED-lamppuja, joiden käyttäytyminen nopeissa jännitemuutoksissa saattaa poiketa tavallisesta hehkulampusta. Standardissa IEEE 1453 esitetään lyhyt katsaus asiasta tehtyihin tutkimuksiin [2]. Tutkimuksessa, jossa selvitettiin tavallisen hehkulampun ja halogeenilampun sekä erityyppisten loistelamppujen välkyntäominaisuuksia 5, 10 ja 15 hertsin taajuisilla säännöllisillä jännitevaihteluilla, todettiin hehkulampun aiheuttavan eniten koehenkilöiden havaitsemaa välkyntää ja muiden lampputyypin olevan pääosin vähemmän herkkiä välkyntälle. Loistelamppuja verrattiin hehkulamppuun myös mittauksilla, joilla selvitettiin jännitemuutosten aiheuttamaa kirkkauden muuttumista. Lampuista hehkulampun kirkkaus vaihteli

eniten, kun jännitemuutosten taajuus oli 10 Hz. 20 hertsin taajuudella kirkkausmuutokset olivat joillakin loistelampuilla voimakkaampia kuin hehkulamppulla.

Toisessa tutkimuksessa vertailtiin suurempaa määrää loistelamppuja 2–25 Hz taajuisilla jännitevaihteluilla. Loistelamppujen kirkkausvaihtelu oli lähes taajuudesta riippumatonta. Hehkulampun herkkyys kirkkausmuutoksille oli suurimmillaan noin 3 hertsin taajuudella ja pieneni siitä tasaisesti taajuuden kasvaessa. Hehkulamppu oli pääosin huomattavasti herkempi muutoksille kuin loistelamput. Vasta yli 20 hertsin taajuuksilla herkkyys laski loistelamppujen alapuolelle.

Chmielowiecin tutkimuksessa [25] selvitettiin laboratoriomittauksilla E27-kantaan sopivien halogeeni-, pienloiste-<sup>1</sup> ja LED-lamppujen herkkyyttä välkyännälle. Mittaukset tehtiin sinimuotoisilla ja suorakaiteen muotoisilla 1, 2 ja 3 prosentin jännitevaihteluilla, joiden taajuus oli 1–25 Hz. Tutkittavaksi valittiin kolme erilaista halogeenilamppua, kahdeksan pienloistelamppua ja kahdeksan LED-lamppua. Vertailukohteeksi otettiin kaksi tavallista 60 watin hehkulamppua. Hehkulamppujen välkyntäominaisuudet todettiin keskenään yhteneviksi. Hehkulamppujen herkkyys välkyännälle pieneni selvästi, kun jännitevaihteluiden taajuus kasvoi. Halogeenilamput käyttäytyivät välkyntän suhteen suunnilleen samalla tavalla kuin tavallinen hehkulamppu. Lamputa kaksi oli vähemmän herkkiä välkyännälle kuin hehkulamppu ja yksi oli suuremmilla taajuuksilla hieman herkempi.

Pienloistelamput olivat pääosin selvästi vähemmän herkkiä välkyännälle kuin hehkulamppu, mutta niiden herkkyys riippui vaihteluiden taajuudesta vähemmän kuin hehkulampun herkkyys. Jännitevaihteluiden taajuuden kasvaessa pienloistelamppujen herkkyys lähestyi hehkulampun herkkyyttä, ja yli 20 hertsin taajuisilla vaihteluilla jotkin lamput olivat hieman herkempiä välkyännälle kuin hehkulamppu. Pienloistelamppujen välillä havaittiin jonkin verran eroja herkkyydessä. Lamputa yksi oli suunniteltu toimimaan himmentimen kanssa, ja se oli muita huomattavasti vähemmän herkkä välkyännälle.

LED-lamppujen välillä havaittiin huomattavia eroja välkyntäherkkyydessä. Lamputa osa oli kaikilla taajuuksilla vähemmän herkkiä välkyännälle kuin hehkulamppu, mutta osa oli herkempiä, kun vaihteluiden taajuus ylitti 12–15 Hz. Pienemmillä taajuuksilla kaikki LED-lamput olivat hehkulamppua vähemmän herkkiä. LED-lamppujen herkkyys riippui melko vähän vaihtelun taajuudesta.

Tutkimuksen yhteenvedossa todettiin, että lampputyypin välillä on eroja välkyntäherkkyydessä, ja hehkulamppu on lamputa pääosin herkin välkyännälle. LED-lamppujen välkyntäominaisuuksien yleispätevää luonnehdintaa pidettiin vaikeana lamppumallien välillä havaittujen erojen takia.

Kim ym. havaitsivat, että epäharmoniset yliaallot, joiden taajuus on suurempi kuin kaksinkertainen perustaajuus, voivat tietyillä taajuuksilla ja melko pienilläkin voimakkuuksilla aiheuttaa välkyntää LED- ja pienloistelampuissa. Hehkulamppulla vastaavaa ilmiötä ei havaittu samassa määrin. Syynä pidettiin näissä lamputa olevan tasasuuntaajan toimintaa. Tutkimuksessa todettiin myös, että IEC 61000-4-15:n mukainen välkyntämittari ei paljasta tällaisten epäharmonisten yliaaltojen aiheuttamaa välkyntää. [26] Samantyyppistä käyttäytymistä on havaittu muissakin

<sup>1</sup>E27- ja E14-kantaisia sisäänrakennetulla elektronisella liitäntälaitteella varustettuja pienloistelamppuja kutsutaan arkikielessä myös energiansäästölamppuiksi.

tutkimuksissa [27, 28].

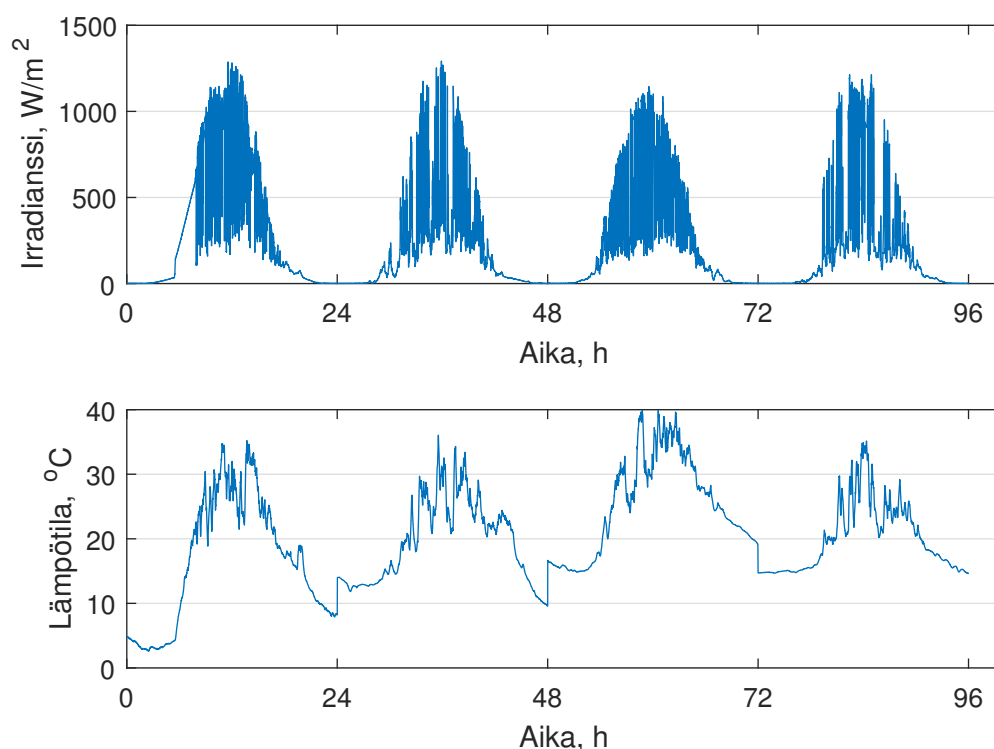
Aikaisemmissa tutkimuksissa on havaittu eroja välkynnän suhteen lampputyyp-  
pien välillä. Välkynnän mittausten menetelmän tarkentamiseksi on ehdotettu esimer-  
kiksi erilaisten suodattimien käyttöä välkyntämittarissa lampputyypin mukaan [2].  
Hehkulamppu on aiemmissa selvityksissä todettu pääosin muita lampputyyppejä  
herkemmäksi välkynnälle, ja poikkeuksia on havaittu lähinnä suurempitaajuisilla jän-  
nitevaihdeluilla. Auringon säteilymuutoksista johtuvien teho- ja jännitevaihdeluiden  
voidaan olettaa tapahtuvan verrattain pienillä taajuuksilla. Näistä syistä tässä työssä  
käytettiin välkynnän määrittämiseen IEC 61000-4-15:n mukaista menetelmää eikä  
keskitytty lampputyyp-  
pien välisiin eroihin tarkemmin. Menetelmällä saadut tulokset  
eivät liene liian optimistisia.

## 4 Välkynnän tutkiminen simuloimalla

### 4.1 Auringon säteilymittaukset

Työtä varten hankittiin Tampereen teknillisen yliopiston koelaitoksessa kerättyä mitausdataa auringon säteilystä ja aurinkopaneelien lämpötilasta. Laitoksessa mitataan auringon irradianssia 21:llä SP Lite2 -anturilla [29], jotka on kiinnitetty laitoksen aurinkopaneelisiin ja suunnattu samaan suuntaan kuin paneelit. Paneelien lämpötilaa mitataan Pt100-antureilla, jotka on kiinnitetty paneelien taustalevyihin. Paneelit on kallistettu 45 asteen kulmaan ja suunnattu 26 astetta etelästä itään. Lisäksi laitoksessa mitataan ympäristön sääsuureita. [30]

Simulaatioita varten valittiin neljä kesäpäivää vuodelta 2016, joina irradianssin vaihtelu oli voimakasta. Näiltä päiviltä hankittiin tiedot yhden anturin keräämästä irradianssista ja vastaavan paneelin lämpötilasta 10 hertsin taajuudella näytteistettynä. Valitut päivät ovat 6.6., 20.6., 2.7. ja 12.7. Irradianssi ja paneelin lämpötila valittuina päivinä on esitetty kuvassa 5. Pidemmän ajan tarkastelua varten hankittiin lisäksi mittaustiedot irradianssista touko-syyskuussa 2013 ja huhti-kesäkuussa 2014. Nämä tiedot on näytteistetty yhden hertsin taajuudella.



Kuva 5: Auringon säteilytysvoimakkuus ja aurinkopaneelin lämpötila neljän päivän aikana

## 4.2 Aurinkosähköjärjestelmän tehon arviointi

Aurinkosähköjärjestelmän tuottamaa tehoa arvioitiin kaavoilla 9 - 11. Irradianssin ja lämpötilan perusteella laskettiin ensin aurinkopaneelin tuotantotehoa kuvaava kerroin kaavoilla 9 - 10.

$$p(t) = E_e(t) * \left(1 - 0,0048 \frac{1}{^\circ\text{C}} * (T_p(t) - 25^\circ\text{C})\right) \quad (9)$$

$$p_n(t) = \frac{p(t)}{\max(p(t))} \quad (10)$$

Kaavoissa  $E_e$  on auringon irradianssi ja  $T_p$  aurinkopaneelin lämpötila. Lämpötilakerroin  $0,0048 \text{ } ^1/^\circ\text{C}$  on tyypillinen piistä valmistetulle aurinkokennolle [31]. Aurinkopaneelin hyötysuhde riippuu jossain määrin myös irradianssista, mutta riippuvuus jätettiin tässä työssä huomioimatta, kuten usein tehdään [32]. Lisäksi aurinkopaneelin vaste voi heijastusten takia riippua säteilyn tulokulmasta. Tällöin myös hajasäteilyn aiheuttama vaste eroaa suoran säteilyn aiheuttamasta vasteesta. Hajasäteilyn ja suoran säteilyn osuuksista ei ollut saatavissa riittävän nopealla anturilla mitattua tietoa eikä sen estimointi tilastollisten arvojen perusteella ole mielekäästä, kun tarkastellaan hetkellisarvoja ja nopeita muutoksia. Tulokulmalla on merkitystä lähinnä suoran säteilyn kannalta, jonka osuuden arviointi vaatisi niin ikään tietoja hajasäteilystä. Toisaalta voimakkaan auringonpaisteen aikaan tulokulma on yleensä pieni ja sen merkitys vähäinen. Näiden syiden takia tulokulman vaikutusta ei tässä työssä huomioitu.

Aurinkosähköjärjestelmän tuottama teho laskettiin edellä määritetyn kertoimen perusteella siten, että kertoimen suurin arvo vastasi määrättyä osaa jakelumuuntajan nimellistehosta. Laskenta suoritettiin kaavalla 11. Kaavassa  $|S_{PV,max}|$  on aurinkosähköjärjestelmän suurin näennäisteho, joka määrättiin muuntajan nimellistehon ja verkon solmupisteiden lukumäärän mukaan, ja  $\varphi$  on virran ja jännitteen välinen vaihe-ero.

$$S_{PV}(t) = p_n(t) * |S_{PV,max}| * (\cos \varphi + i * \sin \varphi) \quad (11)$$

## 4.3 Jakeluverkon mallinnus

Simulaatioissa käytetyt jakeluverkkojen mallit valittiin samantyyppisiksi kuin aiemmassa työssä [33], jossa selvitettiin aurinkosähköjärjestelmien asennusta rajoittavia tekijöitä suomalaisissa pienjännitejakeluverkoissa. Tätä työtä varten kuhunkin verkkomalliin sisällytettiin kuitenkin vain yksi johtolähtö, koska useamman johdon tarkastelun ei katsottu tuovan mainittavaa lisäarvoa tutkimukseen. Jakelumuuntajan nimellisteho skaalattiin vastaamaan yhden johdon osuutta kokonaistehosta. Valitut verkkomallit edustavat realistisia suomalaisia pienjänniteverkkoja maaseudulla, esikaupunkialueella ja kaupungissa. Verkkomallien ominaisuudet on esitetty taulukossa 5. Kaikkien verkkojen nimellisjännite on 400V. Muuntajien impedanssit oletettiin puhtaasti induktiivisiksi ja magnetointi-induktanssi sekä sydänhäviöt jätettiin huomioimatta. Muuntajan ensiöpuoli oletettiin kytketyksi jäykkään verkkoon,

jonka jännite on 1 p.u. Kaapelien kapasitansseja ei huomioitu. Kaapelien tärkeimmät ominaisuudet on esitetty taulukossa 6.

Taulukko 5: Jakeluverkkomallien ominaisuudet

Verkko	$S_{tr}$	$z_{tr}$	Solmuja	Kaapeli	Solmujen etäisyys
maaseutu	50 kVA	4%	7	AXMK 4x70mm <sup>2</sup>	150m
esikaupunki	117 kVA	5%	7	AXMK 4x185mm <sup>2</sup>	100m
kaupunki	333 kVA	6%	2	2x AXMK 4x185mm <sup>2</sup>	100m

Taulukko 6: Kaapelien ominaisuudet

Kaapelin tyyppi	$r_{DC,20^{\circ}C}$	$r_{AC,70^{\circ}C}$	$l$	$i_{max,65^{\circ}C}$
AXMK 4x70mm <sup>2</sup>	0,443 $\Omega/km$	0,53 $\Omega/km$	0,27 mH/km	185 A
AXMK 4x185mm <sup>2</sup>	0,164 $\Omega/km$	0,20 $\Omega/km$	0,26 mH/km	330 A

Kuormat ja aurinkosähköjärjestelmät jaettiin tasaisesti verkon solmupisteisiin ja symmetrisesti vaiheiden kesken. Muuntajan liittimiin ei kytketty kuormaa tai aurinkosähköjärjestelmää. Tutkitut kuormitustilanteet on esitetty tulosten yhteydessä. Auringon säteilyvaihtelut ja aurinkosähköjärjestelmien tehovaihtelut oletettiin hitaiksi verkon sähköisiin aikavakioihin nähden, jolloin verkon jännitteiden laskenta voitiin suorittaa tehollisarvoilla täydellisen aikataason analyysin sijaan. Verkon jännitteet laskettiin BFS-menetelmällä (Backward-Forward Sweep) [33, 34] Matlab-ohjelmaa käyttäen.

#### 4.4 Välkynnän määrittäminen

Jakeluverkon mallista lasketut jännitteet syötettiin standardin IEC 61000-4-15 mukaista välkyntämittaria simuloivaan ohjelmaan [35], jolloin saatiin hetkellistä välkyntäaistimusta kuvaava signaali. Tästä signaalista laskettiin välkynnän lyhyt- ja pitkäaikainen häiritsevyysindeksi standardin määrittämällä tavalla. Saatuja indeksejä verrattiin standardeissa määriteltäviin raja-arvoihin. Ohjelman oikea toiminta varmistettiin käyttämällä IEC 61000-4-15:ssä määriteltäviä testisignaaleja.



## 5 Simulaatioiden tulokset

Tässä luvussa esitetään tulokset simulaatioista, joilla tutkittiin aurinkosähkön tuotannon aiheuttamaa välkyntää. Simulaatioissa keskityttiin ensin tutkimaan auringon säteilyvaihteluiden aiheuttamaa välkyntää, jolloin aurinkosähköjärjestelmän vaihtosuuntaajan toimintaa sekä kuormituksen vaihtelua ei huomioitu. Aluksi oletettiin, että irradianssi muuttuu kaikkialla samalla tavalla ja samanaikaisesti. Tämä oletus ei ole täysin realistinen, mutta se voidaan tehdä, kun etsitään välkynnän kannalta erityisen pahaa tilannetta. Koska osa mittaustiedoista oli kerätty pienemmällä näytteistystaajuudella, tarkasteltiin työssä lyhyesti myös näytteistystaajuuden vaikutusta tuloksiin.

Auringon säteilyvaihteluiden paikallista eriaikaisuutta tarkasteltiin sekä suodattamalla mittaustiedot aiemmassa tutkimuksessa kuvatulla tavalla että viivästämällä mittaustietoja ajallisesti. Aurinkosähköjärjestelmän loistehon säätöä ja pätötehon muutosnopeuden rajoittamista tutkittiin mahdollisina tapoina jännitevaihteluiden ja välkynnän vähentämiseen. Auringon säteilyn mukaan ohjattuja kuormia välkynnän aiheuttajana tutkittiin yksinkertaisella simulaatiolla. Lisäksi tutkittiin eri lähteistä aiheutuvan välkynnän summautumista.

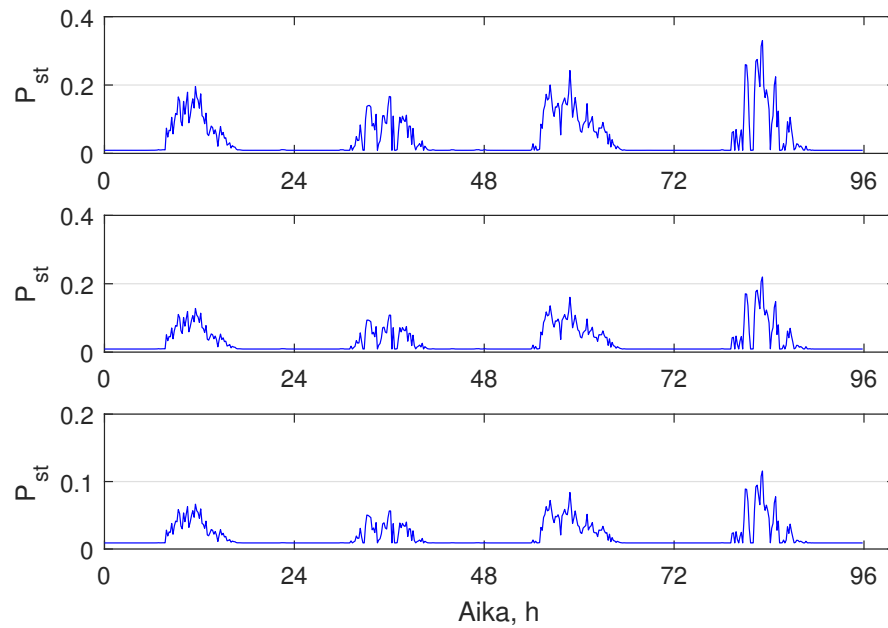
Luvun lopussa esitetään lyhyesti tulokset tämän työn ohessa tehdyistä simulaatioista, joissa verrattiin eri MPPT-menetelmiä välkynnän suhteen.

### 5.1 Auringon säteilyvaihteluiden aiheuttama välkyntä

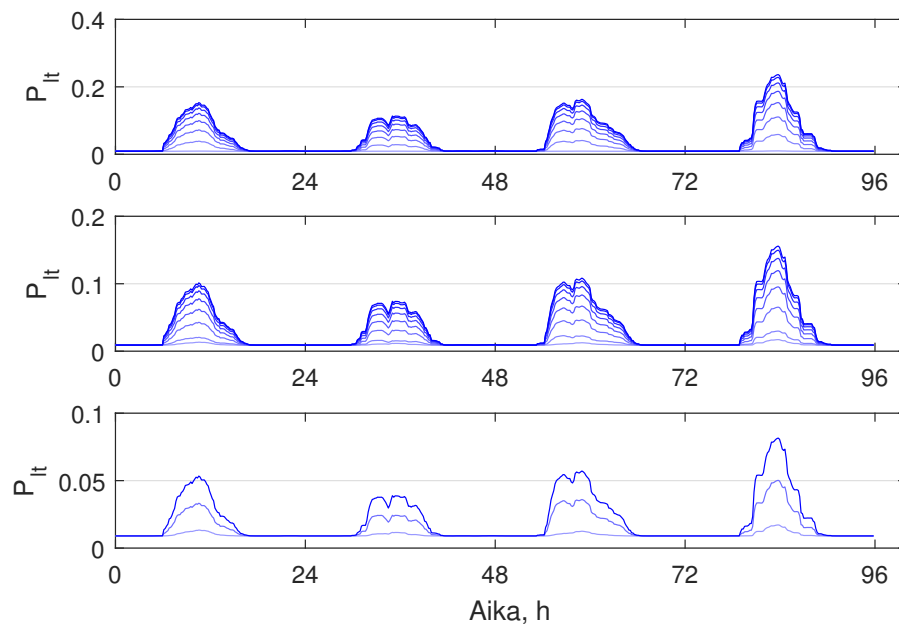
Auringon säteilyvaihteluiden aiheuttamaa välkyntää tutkittiin aluksi alla esitetyissä kuormitustilanteissa. Prosenttiluvut tarkoittavat tehoa suhteessa muuntajan nimellistehoon. Aurinkosähköjärjestelmien oletettiin tuottavan pelkästään pätötehoa.

1. 100% aurinkosähkön tuotantoa, ei kuormaa
2. 100% aurinkosähkön tuotantoa, 100% vakioimpedanssikuormaa,  $\cos \varphi = 0,95$
3. 100% aurinkosähkön tuotantoa, 100% vakiotehokuormaa,  $\cos \varphi = 0,95$
4. 200% aurinkosähköä, 100% vakioimpedanssikuormaa
5. 200% aurinkosähköä, 100% vakiotehokuormaa

Kuvissa 6 ja 7 on esitetty lyhyt- ja pitkäaikaiset välkyntäindeksit tilanteessa, jossa verkoissa on pelkästään aurinkosähkön tuotantoa siten, että aurinkosähköjärjestelmien suurin teho on yhtäsuuri kuin muuntajan nimellisteho. Kaikissa kuvissa ylin osa kuvaa maaseudun verkkoa, keskimäinen esikaupunkialuetta ja alin kaupunkia. Pitkäaikaisen välkyntäindeksin käyrissä jakelumuuntajan toisiopuoli on piirretty vaaleimmalla ja johdon viimeinen solmupiste tummimmalla värillä. Lyhytaikaisen välkyntäindeksin kuvaajiin on selkeyden vuoksi sisällytetty vain johdon viimeinen solmupiste.



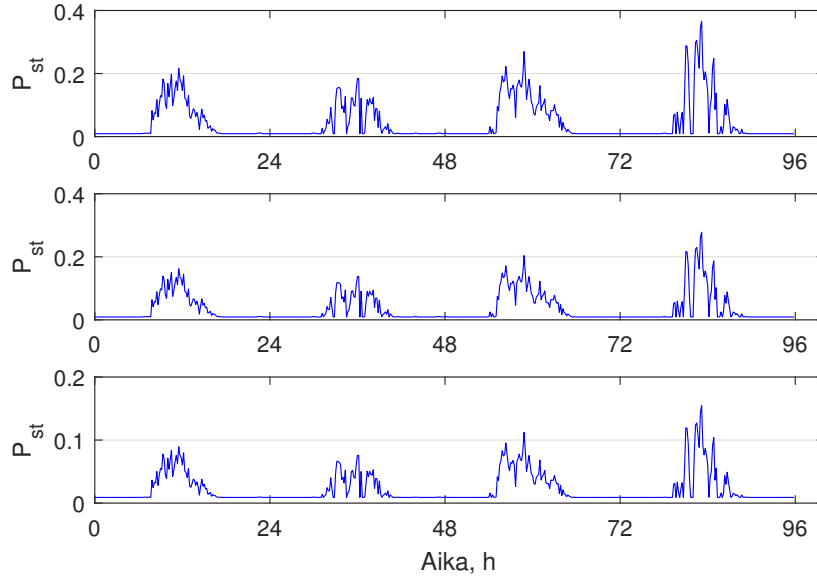
Kuva 6: Lyhytaikainen välkyntäindeksi johdon päässä maaseudun (ylhällä), esi-kaupunkialueen (keskellä) ja kaupungin (alhaalla) jakeluverkossa, kun verkoissa on pelkästään aurinkosähkön tuotantoa



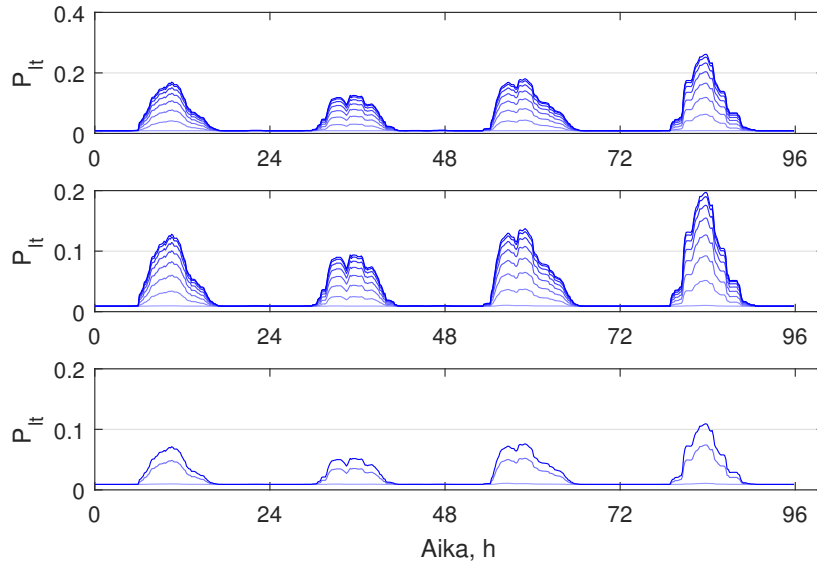
Kuva 7: Pitkäaikainen välkyntäindeksi maaseudun, esikaupunkialueen ja kaupungin jakeluverkossa, kun verkoissa on pelkästään aurinkosähkön tuotantoa

Kuvista nähdään, että simuloidut välkyntäindeksit eivät ylittäneet standardeissa määritellyjä raja-arvoja.

Lyhyt- ja pitkäaikaiset välkyntäindeksit tilanteessa, jossa verkoissa on muuntajan nimellistehon verran sekä aurinkosähkön tuotantoa että vakioimpedanssikuormaa, on esitetty kuvissa 8 ja 9.



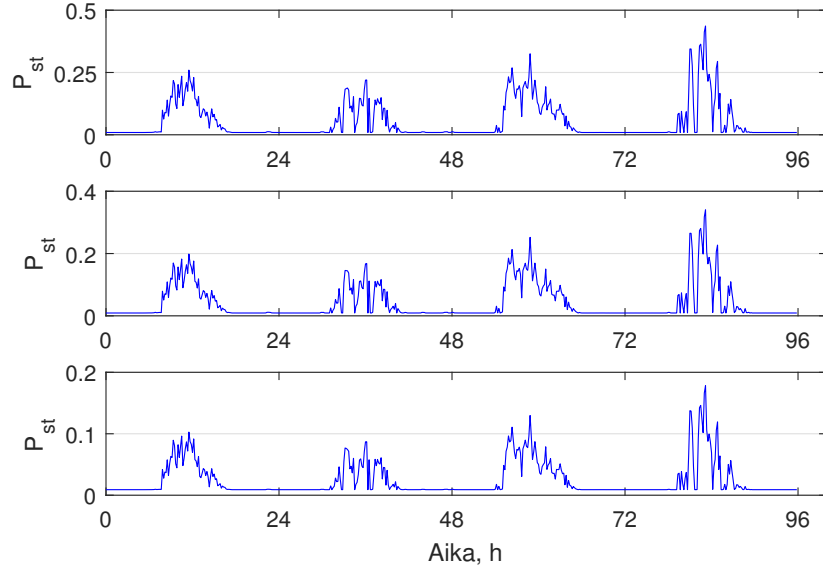
Kuva 8: Lyhytaikainen välkyntäindeksi johdon päässä maaseudun, esikaupunkialueen ja kaupungin jakeluverkossa, kun verkoissa on aurinkosähkön tuotantoa ja vakioimpedanssikuormaa



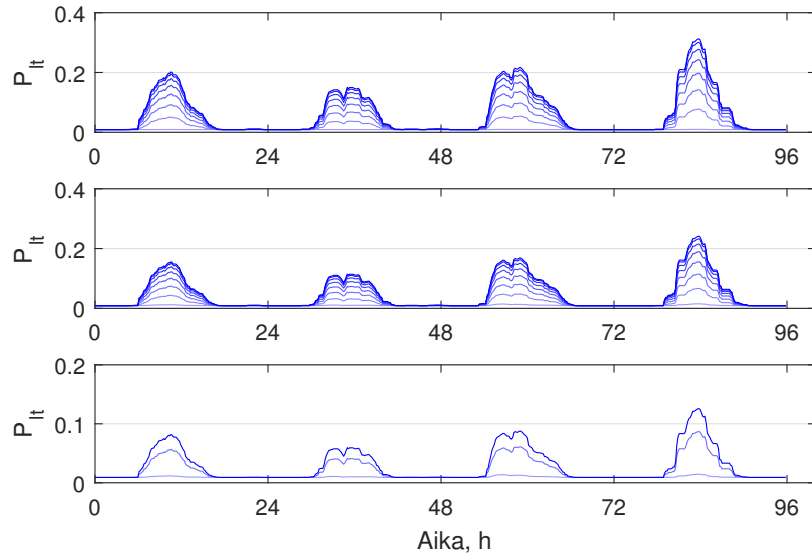
Kuva 9: Pitkäaikainen välkyntäindeksi maaseudun, esikaupunkialueen ja kaupungin jakeluverkossa, kun verkoissa on aurinkosähkön tuotantoa ja vakioimpedanssikuormaa

Kuvista nähdään, että välkyntäindeksit kasvoivat hieman, mutta olivat silti selvästi raja-arvojen alapuolella.

Lyhyt- ja pitkäaikaiset välkyntäindeksit vastaavassa tilanteessa, jossa kuorma on luonteeltaan vakiotehokuormaa, on esitetty kuvissa 10 ja 11.



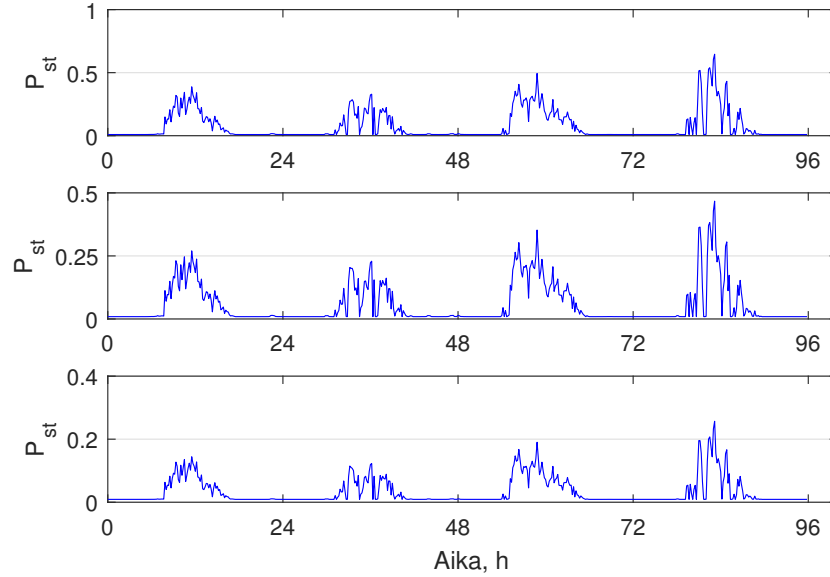
Kuva 10: Lyhytaikainen välkyntäindeksi johdon päässä maaseudun, esikaupunkialueen ja kaupungin jakeluverkossa, kun verkoissa on aurinkosähkön tuotantoa ja vakiotehokuormaa



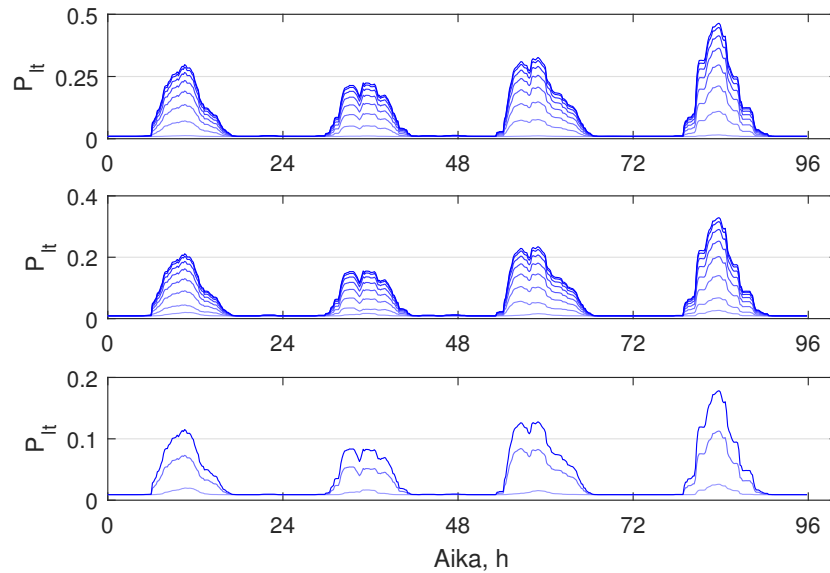
Kuva 11: Pitkäaikainen välkyntäindeksi maaseudun, esikaupunkialueen ja kaupungin jakeluverkossa, kun verkoissa on aurinkosähkön tuotantoa ja vakiotehokuormaa

Vakioimpedanssikuormaan verrattuna välkyntäindeksit olivat hieman korkeampia, mutta edelleen selvästi raja-arvoja pienempiä.

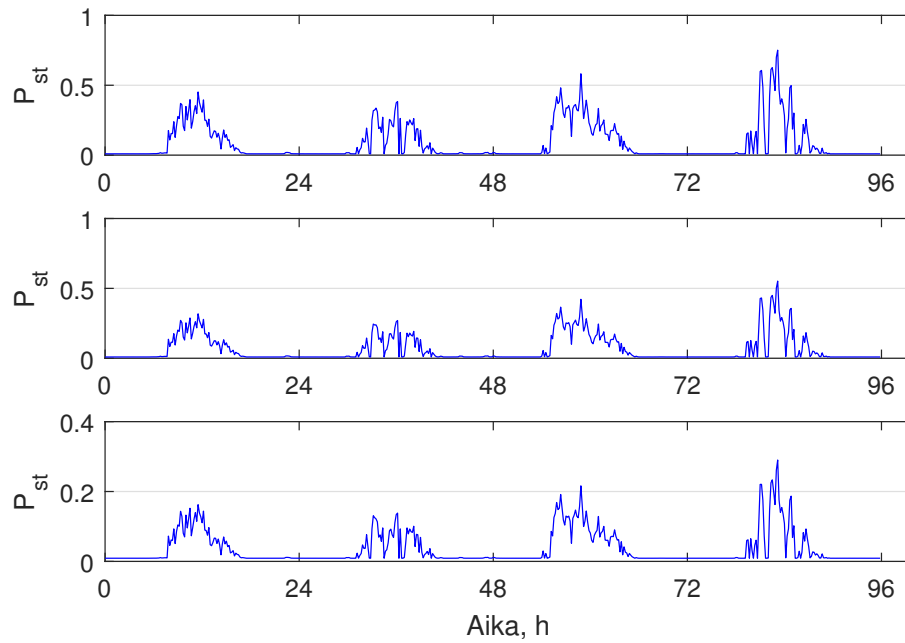
Välkyntäindeksit tilanteessa, jossa verkoissa on muuntajan nimellistehon verran vakioimpedanssikuormaa sekä muuntajan nimellistehoon nähden 200% aurinkosähkön tuotantoa, on esitetty kuvissa 12 ja 13. Välkyntäindeksit vastaavaassa tilanteessa vakiotehokuormalla on esitetty kuvissa 14 ja 15.



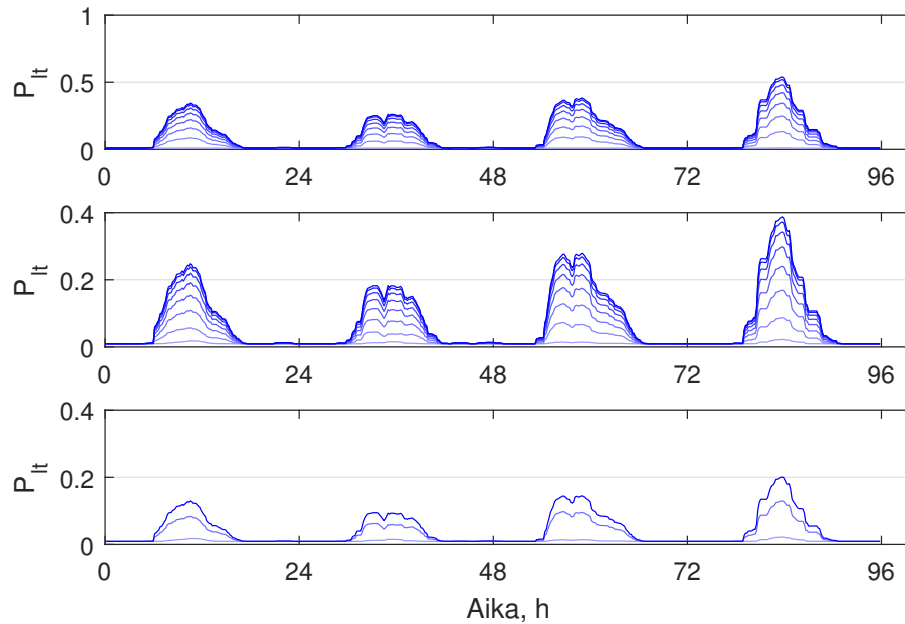
Kuva 12: Lyhytaikainen välkyntäindeksi johdon päässä maaseudun, esikaupunkialueen ja kaupungin jakeluverkossa, kun verkoissa on 200% aurinkosähkön tuotantoa ja 100% vakioimpedanssikuormaa



Kuva 13: Pitkäaikainen välkyntäindeksi maaseudun, esikaupunkialueen ja kaupungin jakeluverkossa, kun verkoissa on 200% aurinkosähkön tuotantoa ja 100% vakioimpedanssikuormaa



Kuva 14: Lyhytaikainen välkyntäindeksi johdon päässä maaseudun, esikaupunkialueen ja kaupungin jakeluverkossa, kun verkoissa on 200% aurinkosähkön tuotantoa ja 100% vakiotehokuormaa



Kuva 15: Pitkäaikainen välkyntäindeksi maaseudun, esikaupunkialueen ja kaupungin jakeluverkossa, kun verkoissa on 200% aurinkosähkön tuotantoa ja 100% vakiotehokuormaa

Kuvista nähdään, että vakioimpedanssikuorman tapauksessa pitkäaikainen välkyntäindeksi maaseudun verkon loppupäässä lähestyi VDE-AR-N 4105:n asettamaa rajaa, joka on 0,5. Vakiotehokuorman tapauksessa tämä raja ylittyi. Tällainen kuormitus tilanne on kuitenkin äärimmäinen eikä sitä voida pitää erityisen todennäköisenä käytännössä. Todellisuudessa kokonaiskulutus ei ole jatkuvasti muuntajan nimellistehon suuruinen, joten muuntajan voimakas ylikuormittuminen olisi tilanteessa todennäköistä. SFS-EN 50160:ssa asetettu raja 1 ei ylittynyt missään tilanteessa.

Joissakin simulaatiotilanteissa jakelumuuntajan virta ylitti nimellisarvon tai johdon loppupään jännite poikkesi SFS-EN 50160:ssa sallitusta vaihteluvälistä, joka on 90–110% nimellisestä. Poikkeamat eivät kuitenkaan olleet suuria, eikä työssä lähdetty hienosäätämään kuormia ja aurinkosähköjärjestelmiä niiden estämiseksi. Voidaan todeta, että simuloidut kuormitus tilanteet edustavat ääritapauksia, eikä auringon säteilyvaihteluista johtuva välkyntä näyttäisi olevan suuri ongelma tällaisissakaan tilanteissa.

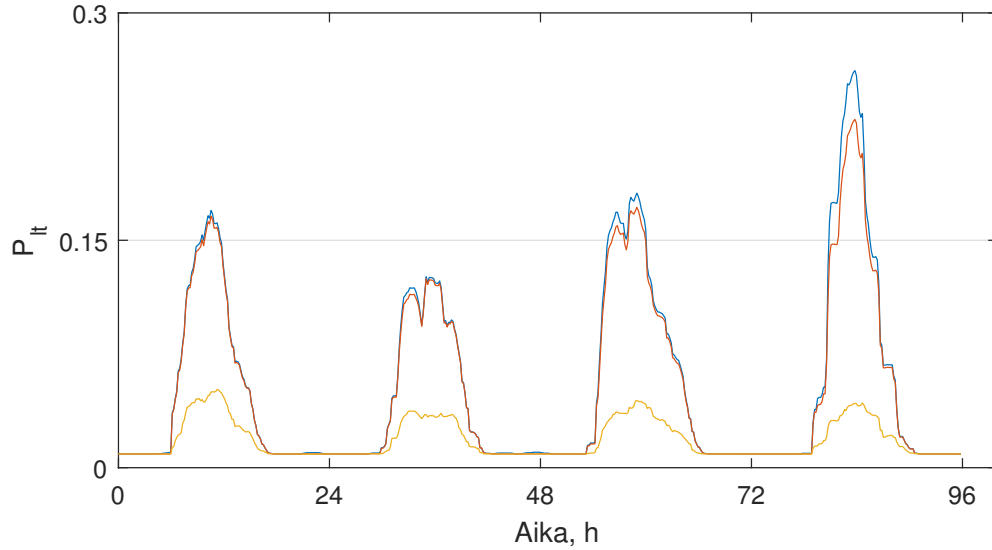
### 5.1.1 Pidemmän ajan tarkastelu

Vuosilta 2013 ja 2014 kerätyllä mittausdatalla suoritettiin samat simulaatiot kuin edellä on esitetty. Tämä mittausdata ei sisältänyt tietoa paneelien lämpötilasta, joten lämpötilaksi oletettiin 25 °C. Mittausdata oli näytteistetty 1 hertsin taajuudella. Näytteistystaajuuden vaikutusta tuloksiin tarkastellaan myöhemmin.

Simulaatioissa pitkäaikaiselle välkyntäindeksille VDE-AR-N 4105:ssä asetettu raja 0,5 ylittyi maaseudun verkon viimeisessä solmupisteessä liukuvalla ikkunalla laskettuna neljänä peräkkäisenä ajanhetkenä, kun verkossa oli jakelumuuntajan nimellistehoon nähden 200% aurinkosähköä ja 100% vakiotehokuormaa. Kiinteillä kahden tunnin väleillä laskettuna raja ylittyi kerran. SFS-EN 50160:ssa asetettu raja-arvo 1 ei ylittynyt kertaakaan. Lyhytaikainen välkyntäindeksi ei ylittänyt arvoa 1 kertaakaan.

## 5.2 Näytteistystaajuuden vaikutus tuloksiin

Koska osa mittaustiedoista oli kerätty 1 hertsin näytteistystaajuudella 10 hertsin sijaan, tutkittiin työssä lyhyesti myös irradianssin näytteistystaajuuden vaikutusta välkyntäindeksien suuruuteen. Kuvassa 16 on esitetty pitkäaikainen välkyntäindeksi maaseudun verkon loppupäässä, kun verkossa on muuntajan nimellistehon verran aurinkosähkön tuotantoa ja vakioimpedanssikuormaa. Simulaatiot tehtiin 10, 1 ja 0,1 hertsin näytteistystaajuuksilla. Simulaatioita varten alkuperäinen 10 hertsin mittausdata alasnäytteistettiin 1 ja 0,1 hertsin taajuuksille.



Kuva 16: Pitkäaikainen välkyntäindeksi 10 Hz (sininen), 1 Hz (oranssi) ja 0,1 Hz (keltainen) näytteistystaajuuksilla

Kuvasta nähdään, että 1 hertsin näytteistystaajuuksella saadut tulokset olivat hieman pienempiä kuin 10 hertsin taajuudella saadut mutta kuitenkin jossakin määrin yhteneviä. Suurimmillaan ero oli noin 16%. Sen sijaan 0,1 hertsin näytteistystaajuuksella välkyntäindeksit olivat huomattavasti pienempiä, eikä 0,1 hertsin näytteistystaajuuksia voida pitää riittävänä välkyntää tutkittaessa.

### 5.3 Irradianssin aika-paikkariippuvuuden mallintaminen alipäästösuodatuksella

Edellä esitetyissä simulaatioissa irradianssin muutosten oletettiin tapahtuvan kaikkialla samanaikaisesti. Todellisuudessa muutokset eivät kuitenkaan tapahdu samanaikaisesti, kun tarkasteltava alue on suuri. Marcos ym. havaitsivat tutkimuksessaan, että suuri aurinkovoimala toimii alipäästösuodattimen tavoin yhdessä pisteessä mitatulle irradianssille [36]. Tutkimuksessa suodattimelle esitettiin kaavan 12 mukainen siirtofunktio. Kaavassa  $A$  on voimalan pinta-ala hehtaareina.

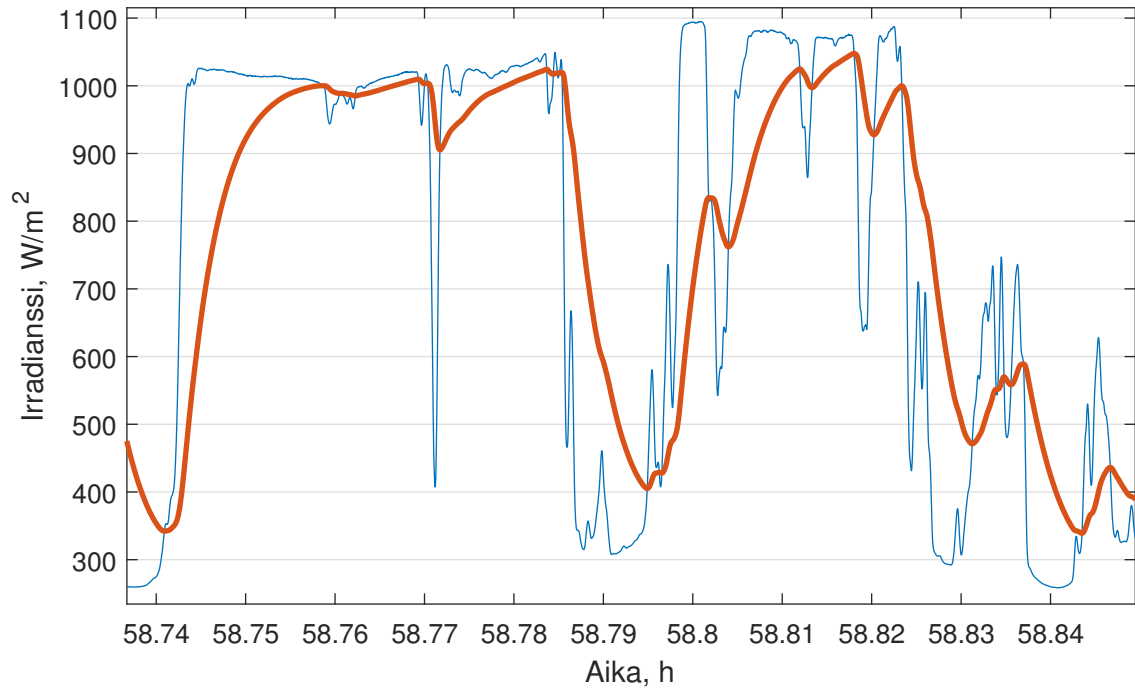
$$F(s) = \frac{1}{\frac{\sqrt{A}}{2\pi \cdot 0.020} s + 1} \quad (12)$$

Suodatuksen vaikutusta tutkittiin suodattamalla irradianssi ja lämpötila tällä siirtofunktiolla ennen verkon simulointia. Jakelujohto oletettiin suoraksi ja aurinkosähköjärjestelmien oletettiin sijaitsevan sen kummallakin puolella enintään 25 metrin päässä johdosta. Pinta-alaksi saatiin tällöin

$$A = (n - 1) * L_k * 50\text{m} * 0.01^2 \quad (13)$$

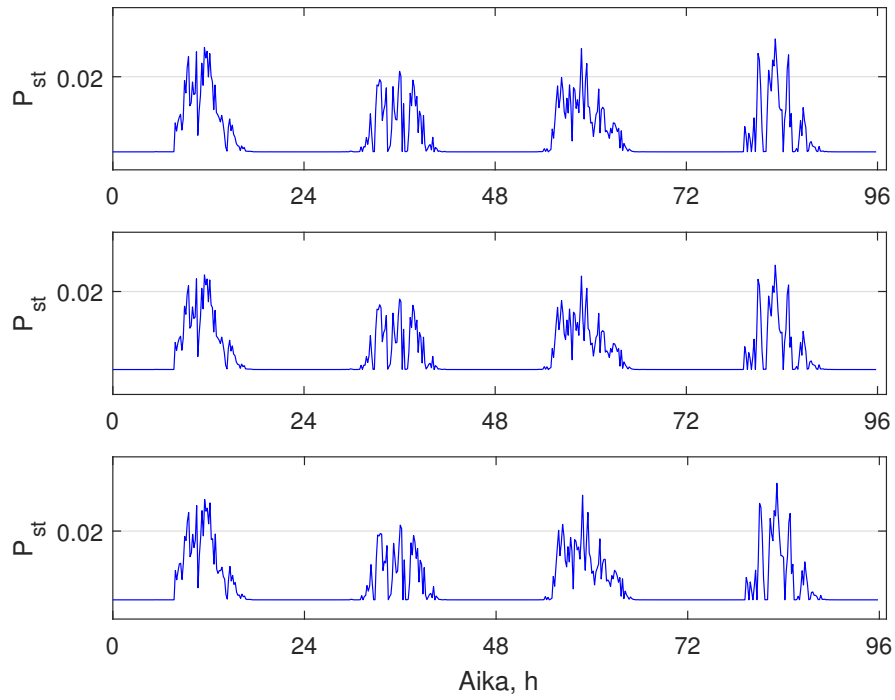


jossa  $n$  on verkon kuormituspisteiden lukumäärä ja  $L_k$  on solmupisteiden välinen etäisyys. Kuvassa 17 on esimerkki suodatetusta ja suodattamattomasta irradianssista, kun suodatin on määritetty esikaupunkialueen verkon mukaan.

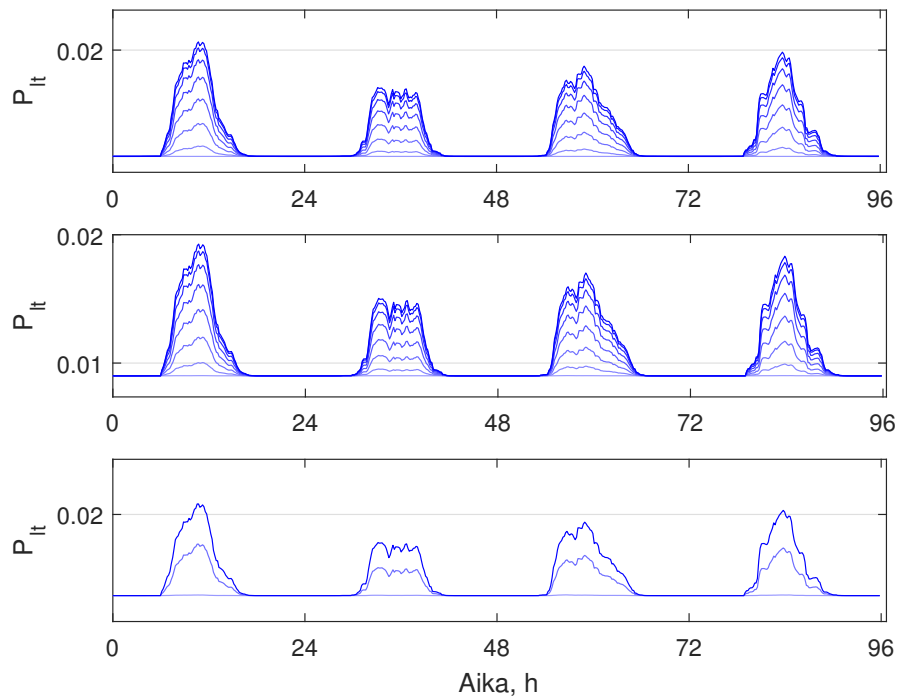


Kuva 17: Esimerkki suodatetusta (oranssi, paksu viiva) ja suodattamattomasta (sininen, ohut viiva) irradianssista

Suodatetulla irradianssilla simuloidut välkyntäindeksit on esitetty kuvissa 18 ja 19. Simulaatioissa oletettiin, että verkoissa on muuntajan nimellistehoon nähden 100% aurinkosähkön tuotantoa ja 100% vakioimpedanssikuormaa.



Kuva 18: Lyhytaikainen välkyntäindeksi johdon päässä suodatetulla irradianssilla simuloituna maaseudun, esikaupunkialueen ja kaupungin verkossa



Kuva 19: Pitkäaikainen välkyntäindeksi suodatetulla irradianssilla simuloituna maaseudun, esikaupunkialueen ja kaupungin verkossa

Nähdään, että suodatetulla irradianssilla simuloidut välkyntäindeksit olivat erittäin pieniä. Maaseudun verkossa pitkäaikainen välkyntäindeksi pieneni yli 90% verrattuna tilanteeseen, jossa irradianssia ei suodatettu (kuvat 8 ja 9). Välkyntäindeksit olivat myös kaikissa verkoissa likimain yhtä suuria. Nämä tulokset saattavat kuitenkin olla liian optimistisia. Siirtofunktio mallinnettiin suurten aurinkovoimaloiden mukaan, jotka on liitetty verkkoon yhdestä pisteestä. Tällaiset voimalat ovat usein lähes kokonaan aurinkopaneelien peitossa. Usean pienen aurinkosähköjärjestelmän tapauksessa verkossa siirtyvän tehon ajalliset muutokset saattavat olla monimutkaisempia kuin yksinkertaisella suodatusmallilla voidaan ennustaa. Monen tutkimuksessa tarkastellun voimalan pinta-ala oli myös huomattavan suuri verrattuna tässä työssä tarkasteltuihin alueisiin. Irradianssin muutosten riippuvuus paikasta ja ajasta vaikeuttaa epäilemättä välkyntäindeksien suuruuteen, mutta asian tarkempi tutkiminen vaatisi useammasta paikasta kerättyjä mittaustietoja.

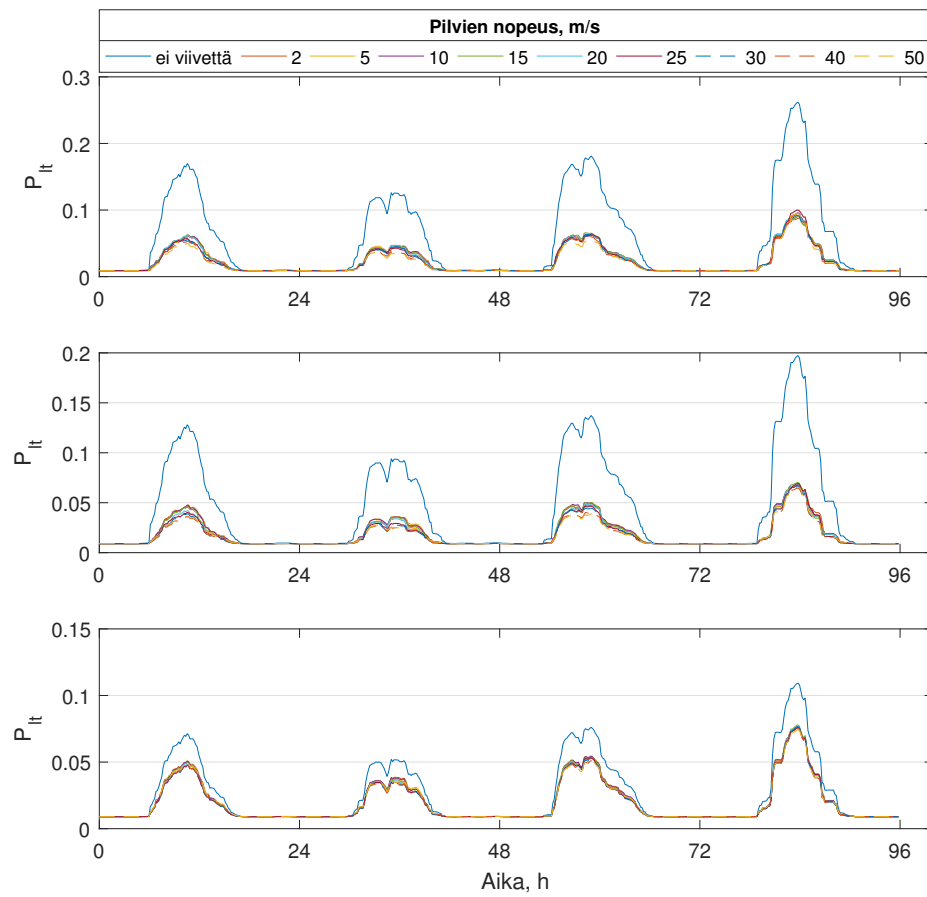
## 5.4 Irradianssin aika-paikkariippuvuuden mallintaminen ajallisella viivästyksellä

Auringon irradianssin muutosten paikallista eriaikaisuutta tarkasteltiin myös viivästämällä yhdessä pisteessä kerättyä mittaustietoa ajallisesti verkon solmupisteen sijainnin mukaan. Tarkastelussa jakelujohto oletettiin suoraksi ja pilvien oletettiin etenevän sen suuntaisesti tietyllä nopeudella. Tällöin verkon  $k$ :nnessa solmupisteessä mittaustietoa on viivästettävä kaavan 14 mukaisesti.

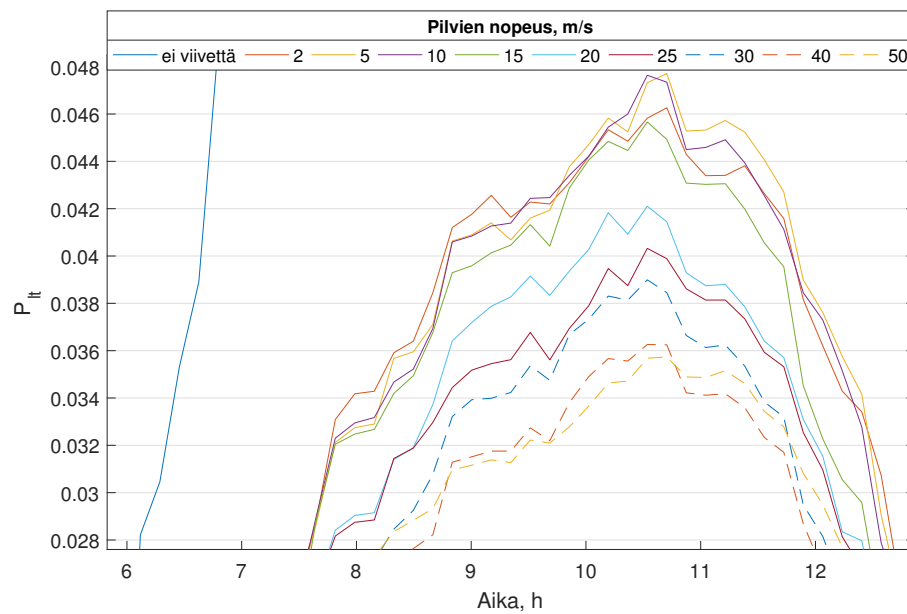
$$\Delta t = (k - 1) \frac{L_k}{v} \quad (14)$$

Kaavassa  $L_k$  on kahden solmupisteen välinen etäisyys ja  $v$  on pilvien nopeus. Viivästettävästä mittaustietosta poistettiin viimeiset arvot, ja alkupäähän lisättiin vakioarvoja. Mitatut arvot alussa ja lopussa olivat joka tapauksessa lähellä nollaa, joten tärkeää tietoa ei menetetty. Simulaatioissa tarkasteltiin pilvien nopeuksia 2–50 m/s.

Kuvassa 20 on esitetty pitkäaikaiset välkyntäindeksit eri nopeuksilla simuloituna maaseudun, esikaupunkialueen ja kaupungin jakeluverkossa, kun verkoissa on muuntajan nimellistehoon nähden 100% aurinkosähkön tuotantoa ja 100% vakioimpe-danssikuormaa. Välkyntäindeksit kasvoivat kaikissa verkoissa melko tasaisesti johdon loppupäätä kohti, joten kuvissa on esitetty vain johdon viimeinen solmupiste. Vertailun vuoksi kuvassa on esitetty välkyntäindeksit myös tilanteessa, jossa muutosten oletettiin tapahtuvan kaikkialla samanaikaisesti. Kuvassa 21 on esitetty yksityiskohta pitkäaikaisen välkyntäindeksin kuvaajista esikaupunkialueen verkossa.



Kuva 20: Pitkäaikainen välkyntäindeksi maaseudun, esikaupunkialueen ja kaupungin jakeluverkossa, kun mittausdataa viivästetään pilvien liikkumisnopeuden mukaan



Kuva 21: Yksityiskohta pitkäaikaisesta välkyntäindeksistä esikaupunkialueen verkossa

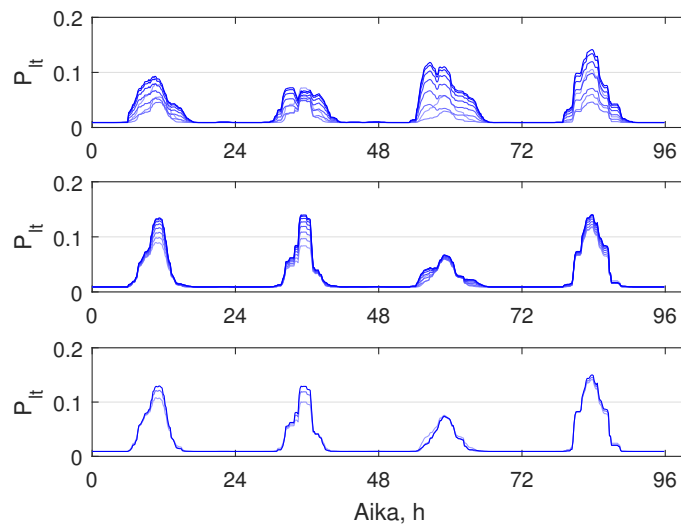
Kuvista nähdään, että viivästyksellä simuloidut välkyntäindeksit olivat pienempiä kuin simulaatiossa, jossa muutosten oletettiin tapahtuvan kaikkialla samanaikaisesti (kuva 9), mutta eivät yhtä pieniä kuin alipäästösuodatuksella simuloidut välkyntäindeksit (kuva 19). Viiveen suuruudella oli melko vähän vaikutusta välkyntäindeksien suuruuteen. On kuitenkin huomattava, että simulaatioissa tehtiin paljon oletuksia. Alkuperäinen mittaustieto ei sisältänyt mitään tietoa pilvien nopeudesta, liikesuunnasta, koosta tai muodosta. Nämä tekijät vaikuttavat irradianssin muutosten käyrämuotoon sekä siihen, miten muutokset tapahtuvat eri paikoissa, eivätkä ne pysy vakioina. Voidaan edelleen todeta, että muutosten riippuvuus ajasta ja paikasta vaikuttaa välkyntäindeksien suuruuteen, mutta tarkempi tarkastelu vaatisi eri paikoissa kerättyjä mittaustietoja.

## 5.5 Loistehon vaikutus välkyntään

Edellä esitetyissä simulaatioissa aurinkosähköjärjestelmät syöttivät verkkoon pelkästään pätötehoa. Loistehon syöttöä voitaisiin käyttää verkon jännitteen säätöön ja jännitevaihteluiden pienentämiseen, kuten Daon ym. aiemmin viitatussa tutkimuksessa todettiin [23]. Tässä työssä loistehon syöttöä tarkasteltiin lyhyesti.

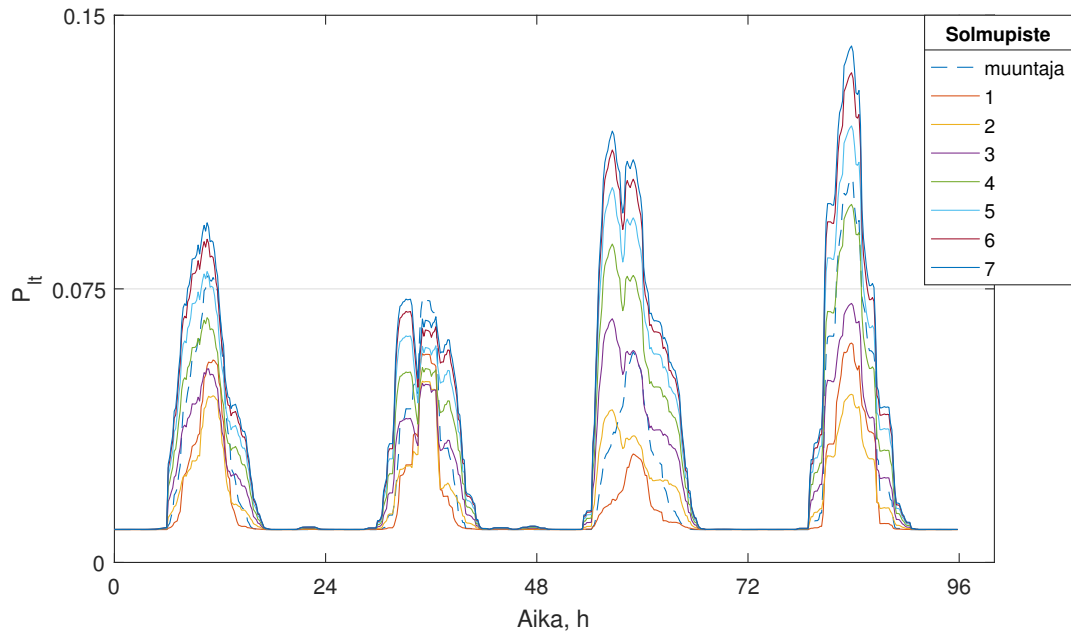
### 5.5.1 Näennäistehon pitäminen vakiona

Loistehon osalta tarkasteltiin ensin tilannetta, jossa aurinkosähköjärjestelmien näennäistehot pidetään vakioina. Simulaatioissa auringon säteilystä riippuvan pätötehon pienentyessä loistehon tuotantoa lisättiin siten, että näennäisteho pysyi suuruudeltaan vakiona. Aurinkosähköjärjestelmien tuottama loisteho asetettiin aina kapasitiiviseksi. Kuvassa 22 on esitetty pitkäaikaiset välkyntäindeksit maaseudun, esikaupunkialueen ja kaupungin verkossa, kun verkoissa on muuntajan nimellistehoon nähden 100% aurinkosähköä ja 100% vakioimpedanssikuormaa.



Kuva 22: Pitkäaikainen välkyntäindeksi maaseudun, esikaupunkialueen ja kaupungin jakeluverkossa, kun aurinkosähköjärjestelmien näennäistehot pidetään vakioina

Nähdään, että maaseudun verkossa välkyntäindeksit pienenevät hieman verrattuna kuvassa 9 esitettyyn vastaavaan tilanteeseen, jossa aurinkosähköjärjestelmät tuottivat pelkästään pätötehoa. Esikaupunkialueen verkossa välkyntäindeksien suurin arvo pieni, mutta joissakin tilanteissa välkyntäindeksit kasvoivat. Kaupungin verkossa välkyntäindeksit pääosin kasvoivat. Esikaupunkialueen ja kaupungin verkoissa välkyntäindeksin kuvaajien muoto muuttui selvästi ja välkyntäindeksin riippuvuus mittauspisteen sijainnista väheni. Maaseudun verkossa välkyntäindeksin suuruus riippui edelleen selvästi sijainnista, mutta indeksi ei kasvanut tasaisesti verkon loppua kohti. Kuvassa 23 on esitetty pitkäaikainen välkyntäindeksi maaseudun verkossa alkaen muuntajan toisiopuolelta.



Kuva 23: Pitkäaikainen välkyntäindeksi maaseudun verkossa, kun aurinkosähköjärjestelmien näennäistehot pidetään vakioina

### 5.5.2 Loistehon asettelu verkon impedanssin mukaan

Kuten kuvasta 22 nähdään, vakion näennäistehon käyttö ei ole erityisen hyvä tapa välkyntä vähentämiseen. Aurinkosähköjärjestelmän loistehoa voitaisiin säätää takaisinkytkennällä verkon jännitteen perusteella, mutta vaadittavia säätöalgoritmeja ei tarkasteltu tässä työssä tarkemmin. Sen sijaan seuraavassa esitetään tarvittavan loistehon arvioimiseksi yksinkertainen menetelmä, jossa on tiedettävä ainoastaan verkon impedanssi järjestelmän liittymispisteessä.

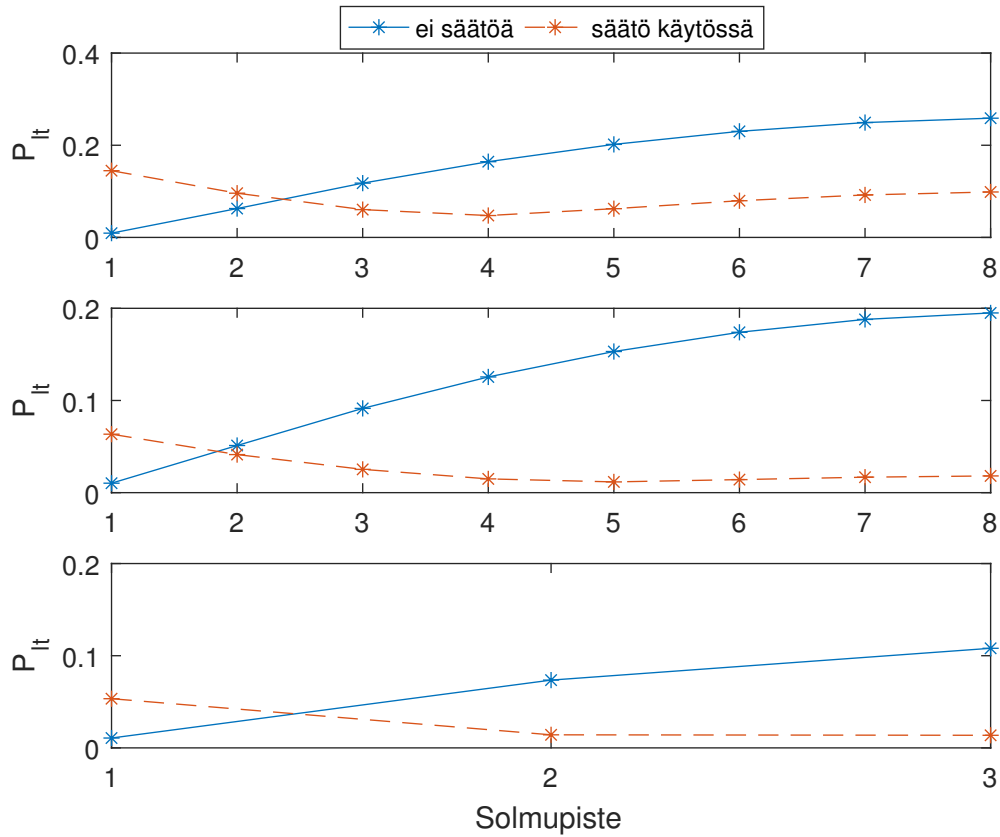
Johdon jännitteenalenemalle eli johdon päiden jännitteiden itseisarvojen erotukselle on johdettavissa kaavassa 15 esitetty likiarvo [1]. Kaavassa  $I_p$  ja  $I_q$  ovat johdon loppupään virran pätö- ja loiskomponentit.  $R$  ja  $X$  ovat johdon resistanssi ja reaktanssi.

$$\Delta U \approx RI_p + XI_q \quad (15)$$

Simulaatioissa kunkin aurinkosähköjärjestelmän tuottamaa loistehoa säädettiin tähän approksimaatioon nojautuen kaavan 16 mukaisesti. Kaavan resistanssi-reaktanssisuhde laskettiin tarkasteltavan aurinkosähköjärjestelmän liittymispisteen ja jäykäksi oletetun keskijänniteverkon välisestä impedanssista. Simulaatioissa loistehon tuotantoa rajoitettiin siten, että järjestelmän näennäisteho ei ylittänyt suurimmalla pätötehollla saatua näennäistehon arvoa.

$$\Delta Q = -\Delta P * \frac{R}{X} \quad (16)$$

Kuvassa 24 on esitetty pitkäaikainen välkyntäindeksi verkon solmupisteen järjestyksluvun funktiona alkaen jakelumuuntajan toisiosasta ajanhetkellä, jolla välkyntäindeksit olivat suurimmillaan.



Kuva 24: Pitkäaikainen välkyntäindeksi maaseudun, esikaupunkialueen ja kaupungin verkossa verkon solmupisteen funktiona ilman loistehon säätöä sekä loistehon säädöllä

Kuvien perusteella välkyntäindeksejä on mahdollista pienentää loistehoa säätelemällä. Lähellä jakelumuuntajaa välkyntäindeksit kasvoivat hieman. Simulaatioissa tarkasteltu verkon impedanssi koostuu kaapelin resistanssista ja reaktanssista sekä muuntajan impedanssista, joka oletettiin puhtaasti induktiiviseksi. Tällöin johdon

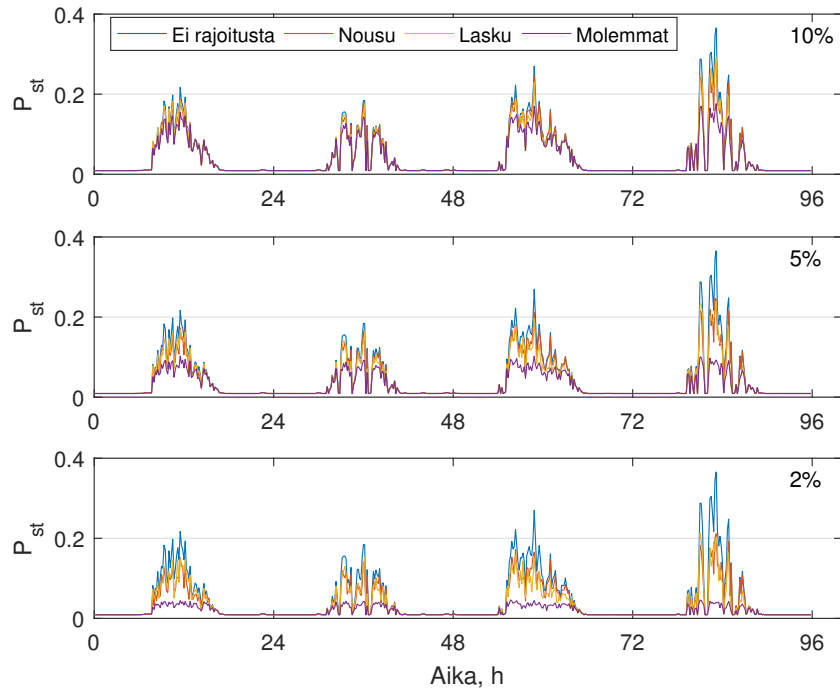
resistanssi-reaktanssisuhde riippuu tarkastelupisteen sijainnista. Yhteen solmupisteesseen siirtyvän tehon aiheuttama jännitehäviö ei tällöin muutu johdolla lineaarisesti, eikä sen kompensointi täysin onnistu koko johdon alueella yhdestä pisteestä syötetyllä loisteholla. Maaseudun verkossa loistehon tuotantoa oli rajoitettava, jotta aurinkosähköjärjestelmän näennäisteho ei olisi ylittänyt asetettua rajaa. Vätkyntäindeksit kasvoivat hieman johdon loppupäätä kohti, mutta kasvu ei ollut merkittävää. Vaikka vätkyntäindeksit verkkojen alkupäissä kasvoivat, ne jäivät kuitenkin pienemmiksi kuin vätkyntäindeksit loppupäissä ilman säätöä. Tällaista yksinkertaista loistehon säätöä voidaan siis pitää toimivana tapana jännitemuutosten ja vätkynnän vähentämiseen.

## 5.6 Tehomuutosten hidastaminen vaihtosuuntaajan ohjauksella

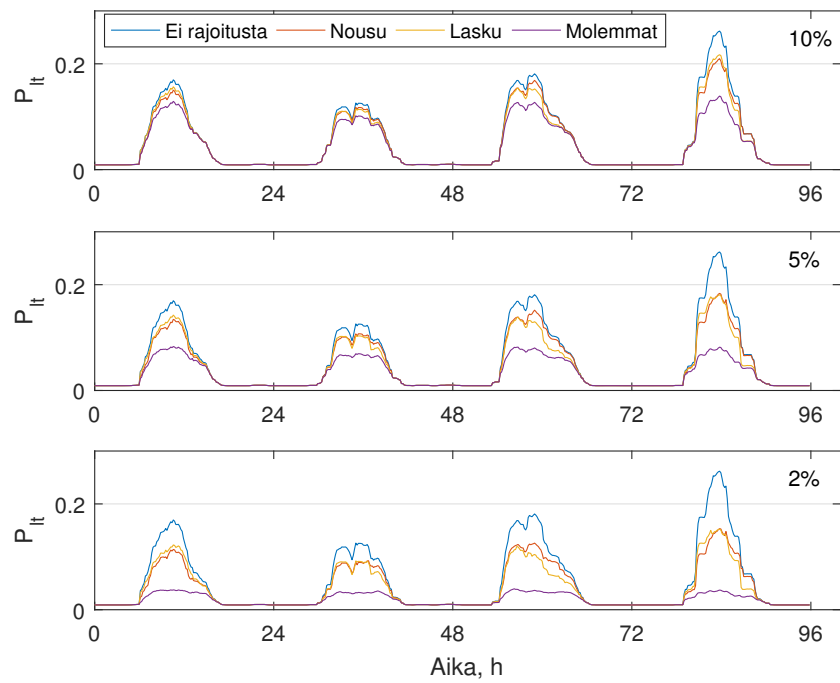
Mikäli auringon säteilyvaihteluiden aiheuttamat tehon muutokset olisivat vätkynnän kannalta ongelmallisia, voitaisiin pätötehon muutosnopeuden hidastamista käyttää vätkynnän rajoittamiseen. Tehon nousunopeuden rajoittaminen voidaan toteuttaa aurinkosähköjärjestelmän vaihtosuuntaajan ohjauksella. Tällöin osa saatavissa olevasta energiasta jää kuitenkin hyödyntämättä. Mikäli aurinkokennosta ei oteta maksimitehoa, sen lämpötila myös nousee hieman, mikä saattaa olla ongelma heijastimella keskittävän aurinkokennon tapauksessa. Tehon laskunopeuden rajoittaminen edellyttää, että käytössä on nopeasti reagoiva energianlähde tai energiavarasto kuten akku, josta voidaan syöttää tehoa auringon irradianssin pienentyessä äkillisesti. Verkkoon syötettävän tehon nousunopeutta hidastettaessa voidaan käytettävissä oleva ylimääräinen teho käyttää akun varaukseen, jolloin hyödyntämättä jäävän energian määrä pienenee. Akkujen käyttöä on tutkittu esimerkiksi Abdelkarimin ym. tutkimuksessa [37].

Seuraavassa on esitetty tulokset yksinkertaistetusta simulaatiosta, jossa tutkittiin tehon muutosnopeuden hidastamisen vaikutusta vätkyntään. Simulaatiossa verkkoon asetettiin 100% aurinkosähköä ja 100% vakioimpedanssikuormaa. Aurinkosähköjärjestelmien tehon muutosnopeutta rajoitettiin 10, 5 ja 2 prosenttiin maksimitehosta sekunnissa. Simulaatio suoritettiin erikseen nousu- ja laskunopeutta sekä molempia rajoitettaessa. Tässä simulaatiossa ei huomioitu energiatasapainoa eikä vaadittavaa varastointikapasiteettia, mutta niitä tarkastellaan myöhemmin. Vaikka ajatus pelkän laskunopeuden rajoittamisesta ei ole erityisen mielekäs, se esitetään tuloksissa vertailun vuoksi. Kuvassa 25 on esitetty lyhytaikainen ja kuvassa 26 pitkäaikainen vätkyntäindeksi maaseudun verkon loppupäässä neljän päivän aikana. Ilman muutosnopeuden rajoitusta simuloidut vätkyntäindeksit on piirretty sinisellä, nousunopeuden rajoituksella simuloidut oranssilla, laskunopeuden rajoituksella simuloidut keltaisella ja molempien rajoituksella simuloidut violetilla värillä. Kuvien ylimmässä osassa raja on 10%, keskimmaisessä 5% ja alimmassa 2% maksimitehosta sekunnissa.





Kuva 25: Lyhytaikainen välkyntäindeksi maaseudun verkon loppupäässä ilman tehon muutosnopeuden rajoitusta sekä nousu- ja laskunopeuden rajoituksilla



Kuva 26: Pitkäaikainen välkyntäindeksi maaseudun verkon loppupäässä ilman tehon muutosnopeuden rajoitusta sekä nousu- ja laskunopeuden rajoituksilla

Kuvista nähdään, että aurinkosähköjärjestelmien tehon muutosnopeutta rajoittamalla välkyntäindeksejä voidaan pienentää. Nousu- ja laskunopeuden rajoittaminen yhdessä vähensi välkyntää selvästi enemmän kuin pelkän nousunopeuden rajoitus. Pelkästään laskunopeutta rajoitettaessa välkyntäindeksit olivat pääosan ajasta hieman pienempiä kuin nousunopeutta rajoitettaessa, eli keskimäärin irradianssin lasku tapahtuisi nopeammin kuin nousu. Vastaavanlainen pieni ero havaittiin Tampereen teknillisen yliopiston tutkimuksessa [38], jossa tutkittiin irradianssin muutosten ominaisuuksia.

### 5.6.1 Hyödyntämättä jäänyt energia

Tehon nousunopeutta rajoitettaessa osa saatavissa olevasta energiasta jää hyödyntämättä. Taulukossa 7 on esitetty hyödyntämättä jääneen energian osuus, kun nousunopeus rajoitettiin 10, 5 ja 2 prosenttiin maksimitehosta sekunnissa. Laskennassa tarkasteltiin yksittäisen mielivaltaisen aurinkosähköjärjestelmän verkkoon syöttämää tehoa, joka laskettiin kaavojen 9 – 11 mukaisesti. Aurinkosähköjärjestelmän oletettiin syöttävän pelkästään pätötehoa, ja vaihtosuuntaajan hyötysuhteen riippuvuutta tehosta ei huomioitu. Laskenta tehtiin neljän päivän mittaustietojen ja vuosina 2013 ja 2014 kerättyjen tietojen perusteella sekä lisäksi alasnäytteistetyllä neljän päivän mittaustiedolla, jotta voitaisiin tarkastella näytteistystaajuuden vaikutusta tuloksiin.

Taulukko 7: Hyödyntämättä jääneen energian osuus, kun tehon nousunopeutta rajoitetaan

Raja, %	4pv (10 Hz)	4pv (alasnäyt. 1 Hz)	2013/2014 (1 Hz)
10%	0,18%	0,15%	0,015%
5%	0,81%	0,75%	0,087%
2%	3,0%	2,9%	0,45%

Nähdään, että hyödyntämättä jääneen energian osuus ei ollut erityisen suuri edes silloin, kun tehon nousunopeus rajoitettiin 2 prosenttiin maksimitehosta sekunnissa. Vuosina 2013 ja 2014 kerätyllä datalla lasketut osuudet olivat selvästi pienempiä kuin neljän päivän datalla lasketut. Pienemmällä näytteenottotaajuudella näyttäisi olevan hieman vaikutusta asiaan. Merkittävin syy lienee kuitenkin se, että neljän päivän mittaustiedot valittiin päiviltä, joina pilvisyyden vaihtelu oli voimakasta. Vuosina 2013 ja 2014 kerätty data taas sisältää sääolosuhteiltaan erilaisia päiviä eikä sitä valikoitu minkään ominaisuuden perusteella.

### 5.6.2 Vaadittava varastointikapasiteetti

Verkkoon syötettävän tehon nousu- ja laskunopeutta rajoitettaessa vaadittavaa energian varastointikapasiteettia tutkittiin yksinkertaisella simulaatiolla. Simulaatiossa tarkasteltiin mielivaltaista aurinkosähköjärjestelmää, jonka yhteyteen on liitetty viiveettömästi reagoiva akusto.

Akustoon kullakin ajanhetkellä varastoitunut energia  $W_b$  lasketaan kaavalla 17.

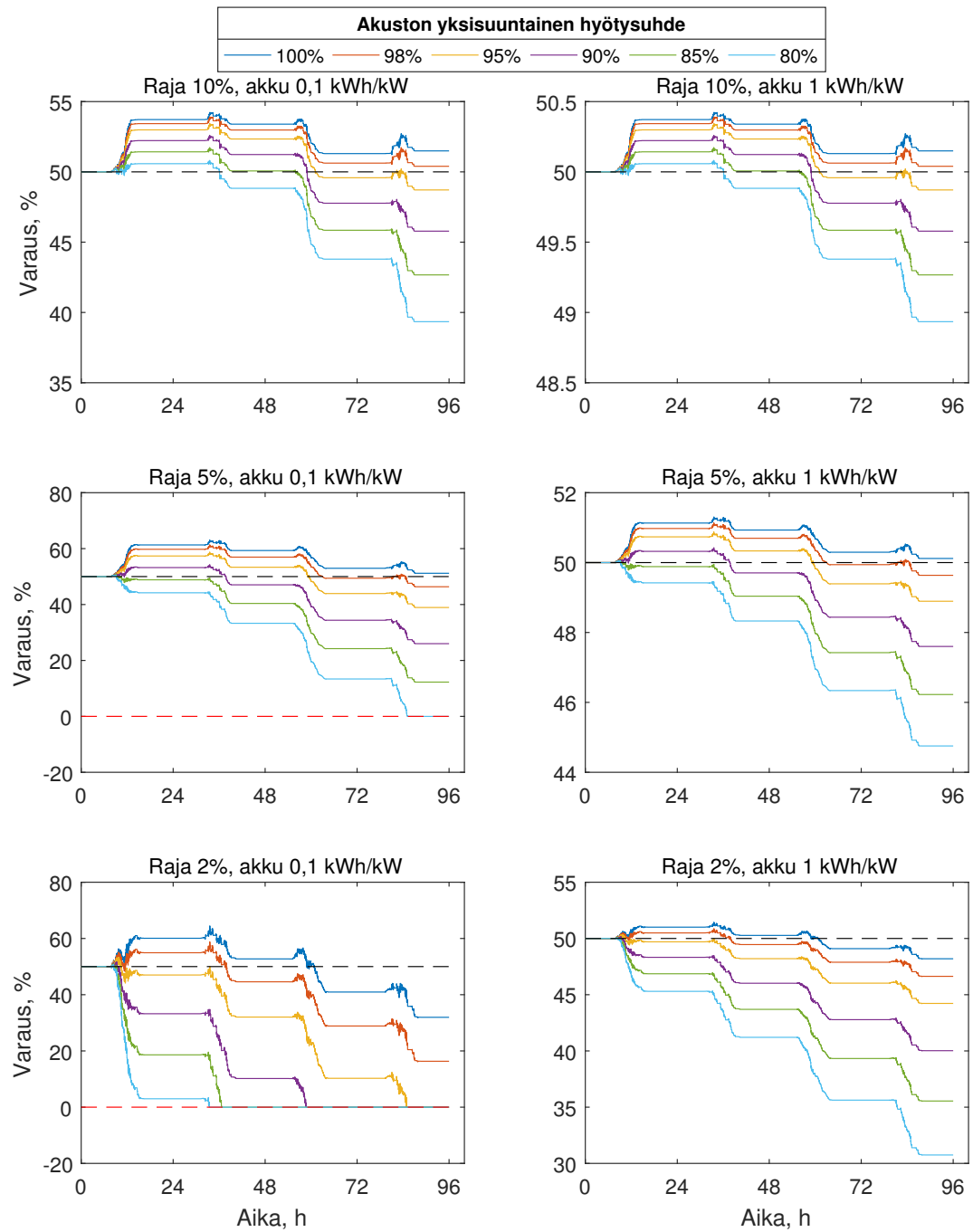
$$W_b(t) = W_{b,0} + \int_0^t P_b(t') dt' \quad (17)$$

Kaavassa  $W_{b,0}$  on akuston energia simulaation alussa. Simulaatioissa oletettiin, että akusto on alussa varattu puolilleen, eli tämä energia on 50% akuston kapasiteetista.  $P_b$  on akustoa varaava teho, joka määriteltiin kaavalla

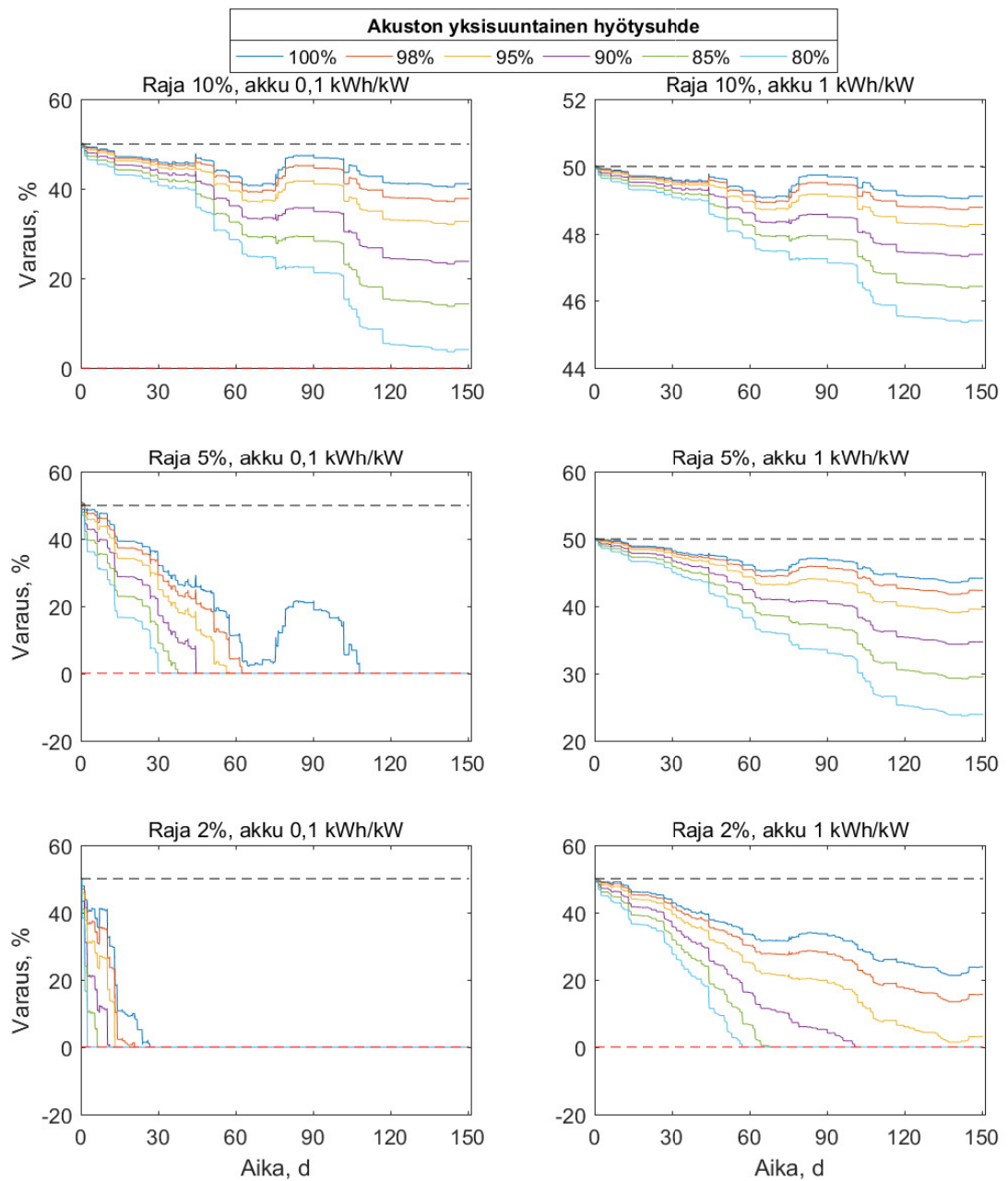
$$\begin{aligned} P_b(t) &= \eta_b(P_{PV}(t) - P_g(t)) && \text{varattaessa} \\ P_b(t) &= \frac{1}{\eta_b}(P_{PV}(t) - P_g(t)) && \text{purettaessa} \end{aligned} \quad (18)$$

jossa  $P_{PV}$  on aurinkosähköjärjestelmän tuottama teho, ja  $P_g$  on verkkoon syötettävä teho.  $\eta_b$  on akuston yksisuuntainen hyötysuhde, joka oletettiin yhtäsuureksi varattaessa ja purettaessa. Simulaatiot suoritettiin hyötysuhteen arvoilla 100, 98, 95, 90, 85 ja 80 prosenttia. Kaksisuuntainen hyötysuhde on tällöin vastaavasti välillä 100% – 64%. Todellisen akuston hyötysuhde ei ole 100%, mutta sen voidaan olettaa olevan tällä välillä [39]. Simulaatioissa tarkasteltiin akuston suhteellista kapasiteettia arvoilla  $1 \text{ kWh/kW}$  ja  $0,1 \text{ kWh/kW}$ . Simulaatioissa oletettiin, että akustoa varataan ja puretaan ainoastaan silloin, kun tehon muutosnopeuden rajoitus on käynnissä. Akun itsepurkautumista ei huomioitu. Mikäli akuston varaustila ylitti kapasiteetin tai laski nolleen, simulaatio keskeytettiin. Tällaisen tilanteen välttämiseksi akustoa olisi todennäköisesti varattava ja purettava myös silloin, kun tehon muutosnopeutta ei rajoiteta. Tätä ei kuitenkaan tarkasteltu tässä työssä tarkemmin.

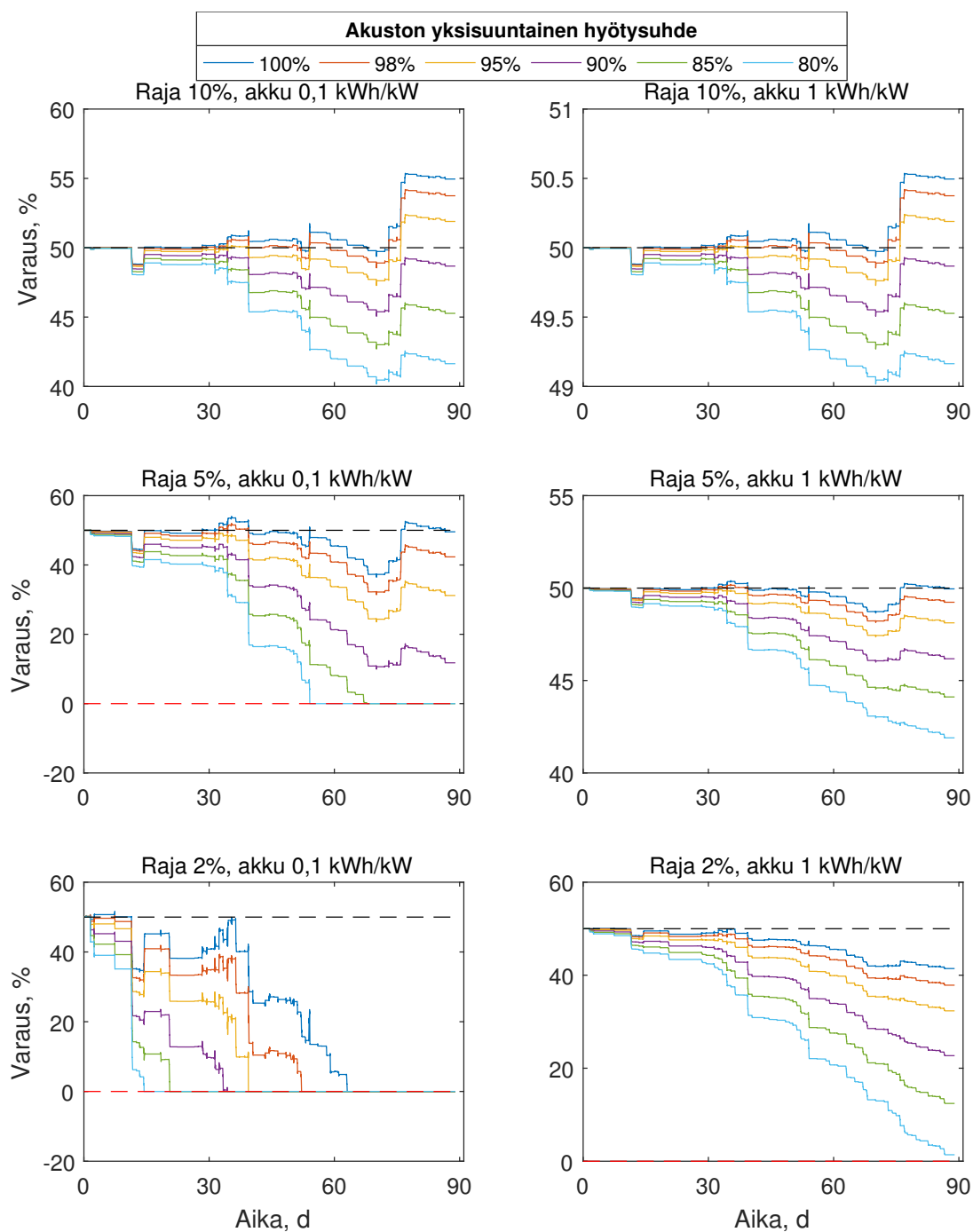
Kuvissa 27 – 29 on esitetty akuston simuloitu varaustila neljän päivän aikana kesällä 2016 sekä touko–syyskuussa 2013 ja huhti–kesäkuussa 2014, kun tehon muutosnopeutta rajoitetaan 10, 5 ja 2 prosenttiin maksimitehosta sekunnissa.



Kuva 27: Akuston varaustila neljän päivän aikana, kun verkkoon syötetyn tehon nousu- ja laskunopeutta rajoitetaan 10 (ylhäällä), 5 (keskellä) ja 2 prosenttiin (alhaalla) maksimitehosta sekunnissa



Kuva 28: Akuston varaustila touko–syyskuussa 2013, kun verkkoon syötetyn tehon nousu- ja laskunopeutta rajoitetaan 10 (ylhäällä), 5 (keskellä) ja 2 prosenttiin (alhaalla) maksimitehosta sekunnissa

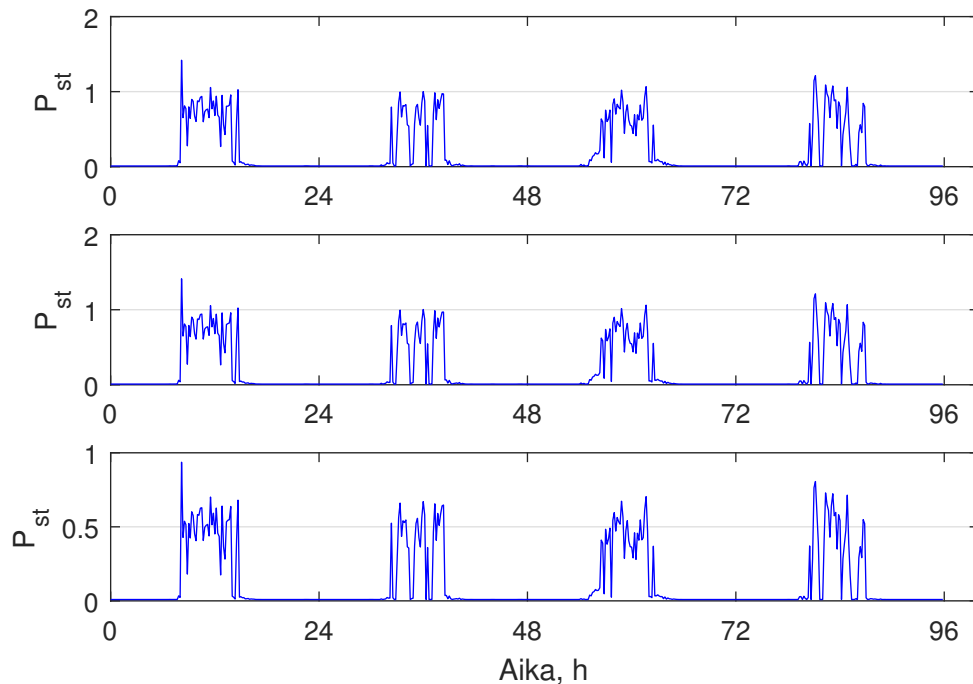


Kuva 29: Akuston varaustila huhti–kesäkuussa 2014, kun verkkoon syötetyn tehon nousu- ja laskunopeutta rajoitetaan 10 (ylhällä), 5 (keskellä) ja 2 prosenttiin (alhaalla) maksimitehosta sekunnissa

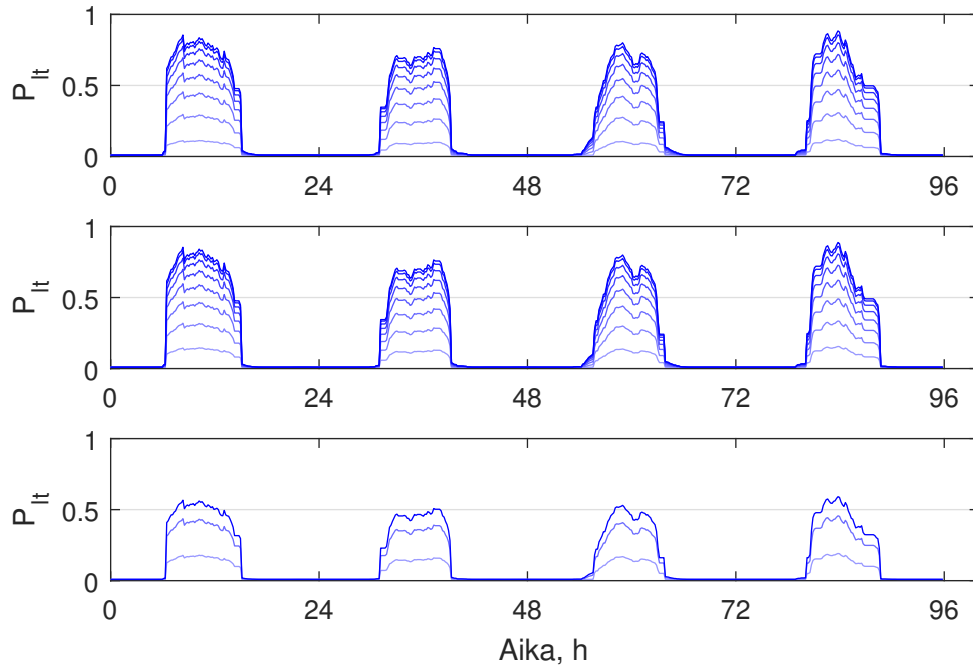
Kuvien perusteella varaustason kuvaaja näyttäisi useimmissa tapauksissa olevan ideaalisellakin akustolla laskeva, kun akustoa varataan ja puretaan ainoastaan tehon muutosnopeutta rajoitettaessa. Käytännössä akustoa olisi varattava ja mahdollisesti purettavakin myös silloin, kun tehon muutosnopeutta ei rajoiteta. Tällaisen toiminnallisuuden toteuttaminen ei sinänsä olisi vaikeaa, mutta sitä ja sen vaatimia säätöalgoritmeja ei tarkasteltu tässä työssä tarkemmin. Kuvista nähdään, että simulaatioissa käytetyllä varaus- ja purkutavallakin akuston varaustaso pysyi useassa tapauksessa nollan yläpuolella useita kuukausia. Pelkästään tehon muutosnopeuden rajoittamiseen voisi siis riittää selvästi pienempikin akusto tai ns. superkondensaattori, jos sitä varataan ja puretaan muulloinkin. Toisaalta simulaatioissa tarkasteltua tai suurempaa akustoa voitaisiin hyödyntää myös esimerkiksi taajuusohjattuna tehoreservinä.

## 5.7 Ohjattujen kuormien vaikutus välkyntään

Moravekin ym. aiemman tutkimuksen [24] tapaan tässä työssä tutkittiin myös ohjattujen kuormien aiheuttamaa välkyntää yksinkertaisella simulaatiolla. Simulaatiossa verkkoihin liitettiin muuntajan nimellistehon verran aurinkosähkön tuotantoa ja vakioimpedanssikuormaa. Kuormasta 70% oli jatkuvasti päällä ja 30% kytkeytyi, kun auringon irradianssi oli yli  $800 \text{ W/m}^2$ . Lyhyt- ja pitkäaikaiset välkyntäindeksit on esitetty kuvissa 30 ja 31.



Kuva 30: Lyhytaikainen välkyntäindeksi johdon päässä maaseudun, esikaupunkialueen ja kaupungin jakeluverkossa, kun verkoissa on aurinkosähköä ja ohjattuja kuormia



Kuva 31: Pitkäaikainen välkyntäindeksi maaseudun, esikaupunkialueen ja kaupungin jakeluverkossa, kun verkoissa on aurinkosähköä ja ohjattuja kuormia

Nähdään, että pitkäaikainen välkyntäindeksi lähestyi SFS-EN 50160:ssa määritettyä raja-arvoa 1 maaseudun ja esikaupunkialueen verkoissa. Lyhytaikainen välkyntäindeksi ylitti ajoittain arvon 1. Vaikka tällainen kuormitustilanne on huomattavan yksinkertaistettu, voidaan kuitenkin todeta, että huolimaton kuormien ohjaus voi aiheuttaa merkittävääkin välkyntää.

Vertailun vuoksi simulaatio toistettiin myös siten, että irradianssin näytteistystaajuudeksi vaihdettiin 1 Hz. Tällöin välkyntäindeksien arvot pienenivät huomattavasti (40–50%). Ohjatun kuorman aiheuttama välkyntä riippuu siis oleellisesti käytetystä ohjaustavasta eikä yleistä sääntöä ohjatun kuorman vaikutuksesta voida antaa. Voidaan lähinnä todeta, että kuormien ohjaus auringon säteilyn tai aurinkosähköjärjestelmän tehon mukaan on potentiaalinen välkyntä aiheuttaja.

## 5.8 Summautuminen muiden välkyntälähteiden kanssa

Todellisessa sähköverkossa aurinkosähköjärjestelmät eivät todennäköisesti ole ainoita välkyntä aiheuttajia. Auringon säteilyvaihteluista johtuvan välkyntä summautumista muiden välkyntälähteiden kanssa tarkasteltiin tässä työssä lyhyesti. IEEE 1453 -standardissa esitetään ohje, jota voidaan käyttää useasta lähteestä aiheutuvan välkyntä arviointiin. Ohjeen mukaan eri lähteiden aiheuttamat lyhytaikaiset välkyntäindeksit voidaan laskea yhteen kaavan 19 mukaan.

$$P_{st} = \sqrt[k]{\sum_i P_{st,i}^k} \quad (19)$$

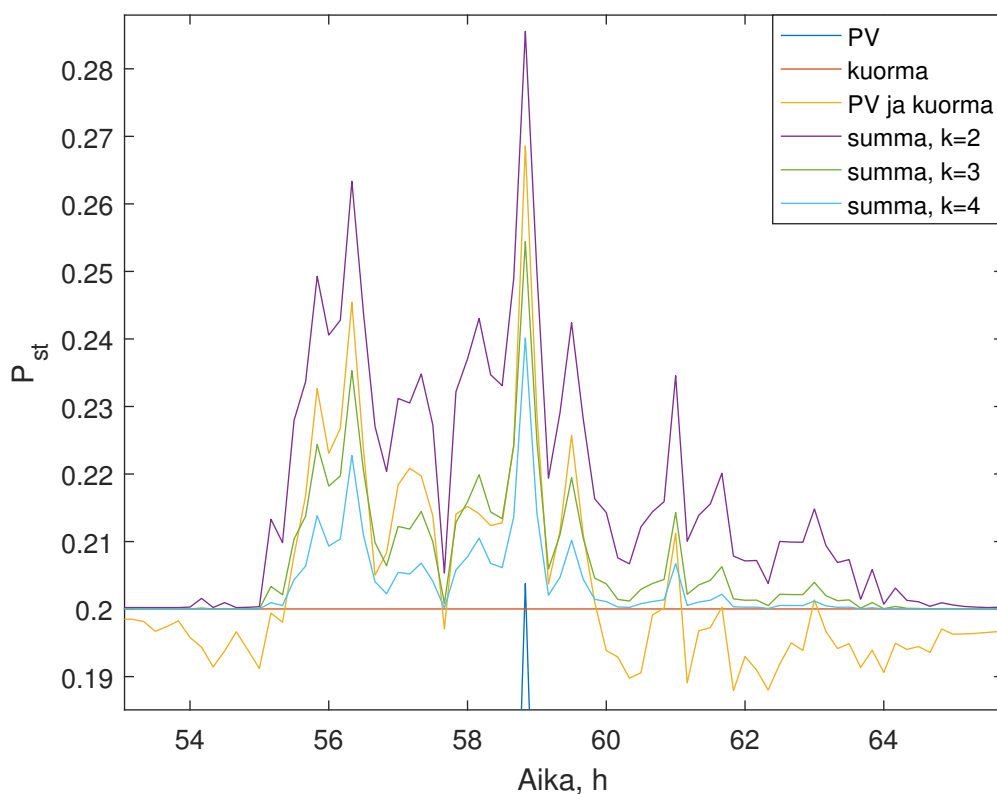


jossa

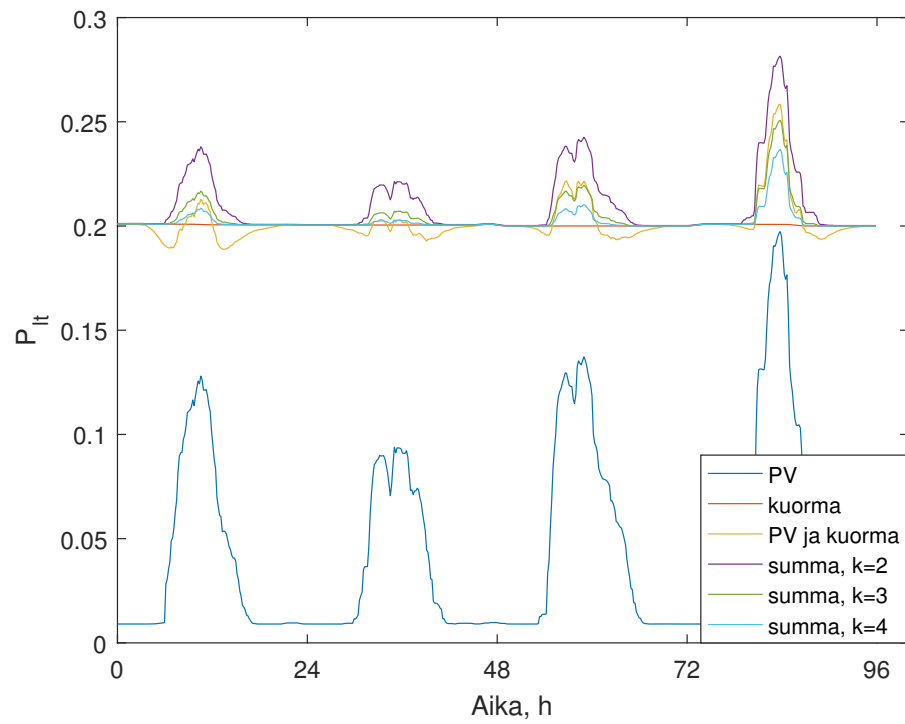
- $k = 1$  jos jännitteen muutokset tapahtuvat suurella todennäköisyydellä samanaikaisesti
- $k = 2$  jos muutosten samanaikaisuudessa esiintyy satunnaista vaihtelua
- $k = 3$  jos samanaikaisten muutosten todennäköisyys on pieni
- $k = 4$  jos välkynnänlähteet eivät ole käynnissä samanaikaisesti

Arvoa  $k = 3$  suositellaan käytettäväksi useimmissa tilanteissa, joissa muutosten samanaikaisuudesta ei ole erityistä tietoa. Standardin ohjeessa käsitellään erityisesti valokaariuuneja, mutta seuraavassa tarkastellaan sitä aurinkosähkön kannalta yksinkertaisella esimerkillä.

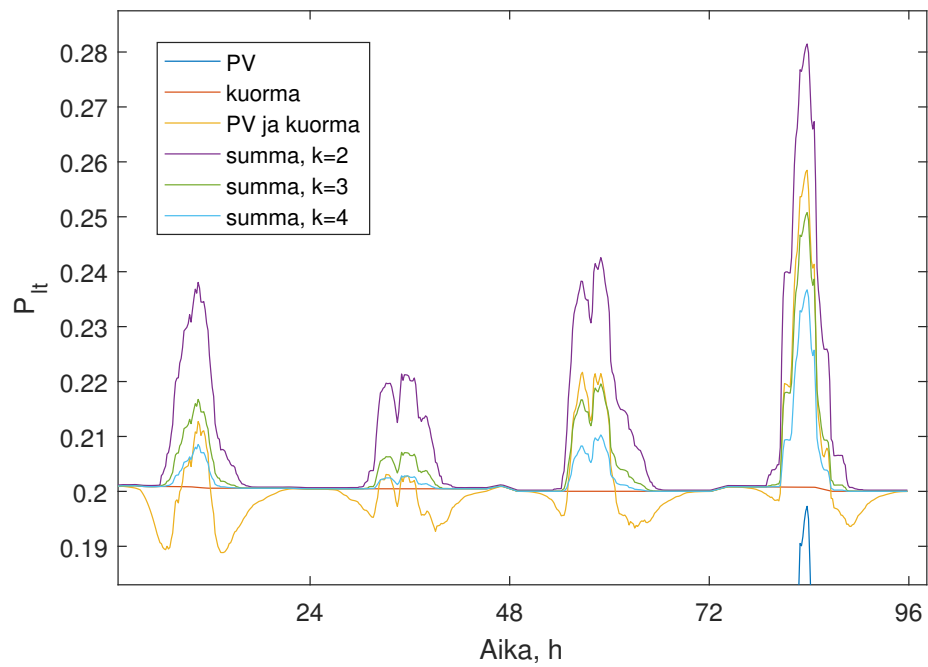
Kuvissa 32 – 34 on esitetty esimerkki välkyntäindeksien summautumisesta esikau-punkialueen jakeluverkon loppupäässä, kun verkossa on muuntajan nimellisteho-n nähden 100% aurinkosähkön tuotantoa ja vakioimpedanssikuormaa, jonka teho vaih-telee suorakaiteen muotoisesti 1 Hz taajuudella välillä 99%–101%. Kuviin on piirretty välkyntäindeksi pelkästään aurinkosähkön aiheuttamana, pelkästään kuormien ai-heuttamana, kuormien ja aurinkosähköjärjestelmien yhteisesti aiheuttamana sekä erillisten välkyntäindeksien summat kaavan 19 mukaisesti arvoilla  $k = 2...4$ .



Kuva 32: Yksityiskohta lyhytaikaisten välkyntäindeksien summautumisesta



Kuva 33: Esimerkki pitkäaikaisten välkyntäindeksien summautumisesta



Kuva 34: Yksityiskohta pitkäaikaisten välkyntäindeksien summautumisesta

Kuvista nähdään, että pelkästään kuormien aiheuttama välkyntäindeksi pysyi käytännössä vakiona kuten voidaan olettaakin. Kuormien ja aurinkosähköjärjestelmien yhdessä aiheuttama välkyntäindeksi seurasi kohtalaisen tarkasti erillisten indeksien kuutiollista summaa. Neliöllinen summaus antoi selvästi liian suuria arvoja ja 4. potenssilla summaus pääosin liian pieniä. Aamulla ja illalla yhteinen välkyntäindeksi hieman pieneni verrattuna pelkkien kuormien aiheuttamaan indeksiin ja indeksien summiin. Mahdollinen syy saattaa olla aurinkosähkön tuotannon aiheuttamien jännitteen muutosten vaikutus kuormien tehoon.

## 5.9 MPPT-säädön vaikutus välkyntään

Maksimitehopisteen seurantaa (Maximum Power Point Tracking, MPPT) käytetään aurinkosähköjärjestelmissä järjestelmän toimintapisteen asetteluun, jotta aurinkopaneeleista saataisiin suurin mahdollinen teho. MPPT-säätimen toiminnan on joissakin tutkimuksissa epäilty aiheuttavan välkyntää [12, 13, 14]. Tämän työn ohessa tutkittiin myös maksimitehopisteen seurannan aiheuttamaa välkyntää simulaatioilla. Simulaatioissa verrattiin kolmea eri MPPT-menetelmää.

Tyhjäkäyntijännitemenetelmässä (Fractional Open Circuit, FOC) aurinkopaneelin maksimitehopiste arvioidaan paneelin tyhjäkäyntijännitteen perusteella. Menetelmässä oletetaan, että jännite maksimitehopisteessä on suoraan verrannollinen tyhjäkäyntijännitteeseen. Menetelmää käytettäessä tyhjäkäyntijännite on mitattava säännöllisesti joko ylimääräisestä paneelistai kytkemällä tuotantokäytössä oleva paneeli irti järjestelmästä mittauksen ajaksi. [40]

Konduktanssimenetelmä (Incremental Conductance, IC) perustuu siihen, että aurinkopaneelin tehon derivaatta jännitteen suhteen jännite-tehokoordinaatistossa on nolla maksimitehopisteessä, positiivinen sen vasemmalla puolella ja negatiivinen oikealla puolella. Tämän ominaisuuden perusteella johdetaan kaavoissa 20 – 22 esitetyt yhtälöt paneelin jännitteelle ja virralle. Mitatun jännitteen ja virran perusteella päätellään, kummalla puolella maksimitehopistettä paneeli toimii ja mihin suuntaan toimintapistettä on muutettava, jotta päädyttäisiin maksimitehopisteeseen. [40]

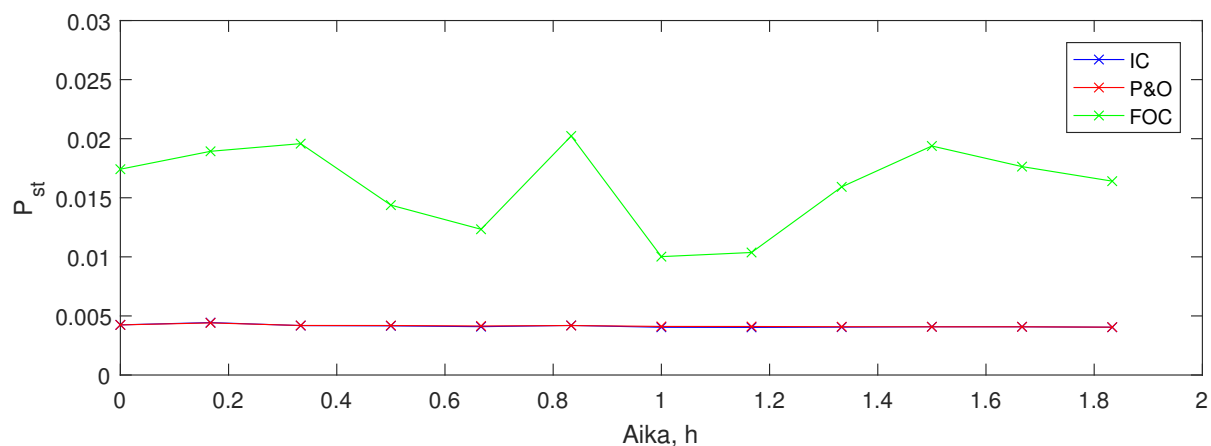
$$\frac{\Delta I}{\Delta U} = -\frac{I}{U} \quad \text{maksimitehopisteessä} \quad (20)$$

$$\frac{\Delta I}{\Delta U} > -\frac{I}{U} \quad \text{maksimitehopisteen vasemmalla puolella} \quad (21)$$

$$\frac{\Delta I}{\Delta U} < -\frac{I}{U} \quad \text{maksimitehopisteen oikealla puolella} \quad (22)$$

Poikkeuta ja havaitse -menetelmässä (Perturb and Observe, P&O) aurinkopaneelin toimintapistettä poikkeutetaan säännöllisesti ja paneelin tuottama teho mitataan. Tehon muutoksen perusteella määrätään seuraavan poikkeutuksen suunta. Jos teho kasvoi poikkeutuksen seurauksena, seuraava muutos tehdään samaan suuntaan. Mikäli teho pieneni, poikkeutuksen suuntaa vaihdetaan. [40]

Kuvassa 35 on esitetty lyhytaikainen välkyntäindeksi valittuna kahden tunnin aikana eri MPPT-menetelmillä.



Kuva 35: Lyhytaikainen välkyntäindeksi eri MPPT-menetelmillä

Tässä simulaatiossa käytetty verkkomalli oli huomattavan vahva aurinkosähköjärjestelmän tehoon nähden, ja kuvasta nähdäänkin, että kaikki välkyntäindeksit olivat simulaatiossa hyvin pieniä. FOC-menetelmä tuotti kuitenkin enemmän välkyntää kuin muut tutkitut menetelmät. Aurinkosähköjärjestelmän tehoa tarkasteltaessa havaittiin, että tällä menetelmällä tehossa esiintyi enemmän nopeaa vaihtelua.

## 6 Katsaus yliaaltoihin

Chiduralan ym. artikkelissa [41] tutkittiin aurinkosähköjärjestelmän tuottamia yliaaltoja simuloimalla 1 MW:n aurinkosähköjärjestelmää IEEE:n vakioidussa 13-osaisessa verkkomallissa, johon liitettiin lisäksi epälineaarisia kuormia. Simulaatiossa virran harmoninen kokonaissärökerroin oli täydellä tuotantoteholla 3–3,5%. Tehon pienentyessä virran THD kasvoi ja saavutti maksimiarvon, noin 13%, kun teho oli 20% nimellisestä. Jännitteen THD järjestelmän liityntäpisteessä oli alle 1% eikä muuttunut merkittävästi. Simulaation tuloksia verrattiin Queenslandin yliopiston alueelta hankittuihin mittaustuloksiin. Alueella on aurinkosähkön tuotantoa yhteensä 1,2 MW. Mittaukset tehtiin kirkkaana, puolipilvisenä ja pilvisenä päivänä kohteessa, jossa on 339 kW:n aurinkosähköjärjestelmä. Yliaallot mitattiin 10 millisekunnin välein ja koottiin tuntikeskiarvoiksi. Virran tunneittainen THD nousi 70 prosentin tuntumaan aamulla ja illalla, kun järjestelmän teho oli pieni. Kirkkaana päivänä virran THD laski muutamaa prosenttiin auringon paistaessa ja puolipilvisenä päivänä se oli 10% luokkaa. Pilvisenä päivänä virran THD pysyi melko korkeana 30–40 prosentissa koko päivän ajan. Kyseisenä päivänä järjestelmän teho oli pääosin alle 50 kW eikä ylittänyt 150 kW arvoa kertaakaan. Jännitteen THD oli kirkkaana päivänä pääosin alle 1%, puolipilvisenä 0,8–1,2% ja pilvisenä 1–1,4%. Siinä ei havaittu merkittäviä muutoksia auringon säteilyn mukaan. Lopuksi tutkimuksessa lisättiin aurinkosähköjärjestelmän vaihtosuuntaajan simulaatiomalliin harmonisia yliaaltoja kompensoiva säätöalgoritmi, jonka toimiessa virran THD pysyi jatkuvasti alle neljäsä prosentissa riippumatta simuloidusta auringon säteilystä ja järjestelmän tehosta. Myös jännitteen THD laski hieman ja pysyi noin 0,9 prosentissa.

Tutkimuksessa [42] luotiin katsaus hajautetun tuotannon aiheuttamiin yliaaltoihin jakeluverkoissa. Pienitaajuisten harmonisten jännitesärön ei todettu olevan ongelma saksalaisen 5 MW aurinkovoimalan yhteydessä tehdyissä mittauksissa, eikä sitä pidetty muutenkaan merkittävänä ongelmana hajautetun tuotannon kannalta. Resonansseja ei pidetty ongelmana alle 1 kHz taajuuksilla, mutta korkeammilla taajuuksilla tapahtuviin resonansseihin suositeltiin kiinnitettävän huomiota. Suurilla, useiden kilohertsien taajuuksilla yliaaltojen arvioitiin olevan mahdollinen ongelma, ja näitä taajuuksia koskevia suunnittelu- ja emissiorajoja esitettiin tarkennettaviksi.

Tampereen teknillisen yliopiston vaihtosuuntaajia vertaileessa tutkimuksessa [12] havaittiin, että virran THD voi nousta huomattavan korkeaksi, 50–100 prosenttiin, kun vaihtosuuntaaja toimii pienellä teholla. Tehon noustessa THD pieneni nopeasti muutaman prosentin tuntumaan. Virran TDD:ssä ei sen sijaan havaittu vastaavaa voimakasta muutosta ja se pysyi melko pienenä kummankin tutkitun laitteen tapauksessa. Tästä johtuen virran suurta THD-arvoa ei pidetty välittömänä ongelmana. Toisen vaihtosuuntaajan TDD pysyi lähes vakiona vajaassa 1,5 prosentissa ja toisen vaihteli hieman 2–5 prosentin välillä. Jännitteen THD:hen ei kummallakaan vaihtosuuntaajalla ollut merkittävää vaikutusta edes heikkoa verkkoa tarkasteltaessa.

Pereran ym. tutkimuksessa [13], jossa verrattiin kahta vaihtosuuntaajaa laboratoriokeilla, tutkittiin myös harmonisia yliaaltoja. Virran THD:n havaittiin molempien vaihtosuuntaajien tapauksessa kasvavan pienillä tehoilla. Yksittäisten yliaaltovirtojen suuruus kuitenkin pääosin pieneni tehon pienentyessä. Yksittäiset yliaaltovirrat täyttivät suurimmaksi osaksi IEC 61000-3-15 -standardin vaatimukset, mutta toisen vaihtosuuntaajan 2., 4. ja 6. yliaalto ylittivät raja-arvot. Yliaaltojen vaihekulmat pysyivät melko vakioina tehosta riippumatta. Verkossa ennestään olevan särön, epälineaaristen kuormien aiheuttaman särön ja vaihtosuuntaajien tuottaman särön välistä yhteyttä tutkittaessa havaittiin, että vaihtosuuntaajan kytkeminen verkkoon lisäsi verkon jännitesäröä lukuun ottamatta yhtä testitilannetta, jossa verkon jännitesärö pieneni hieman. Joissakin tapauksissa jännitesärö lisääntyi vaihtosuuntaajan kytkemisen jälkeen vähemmän, jos verkon jännite oli ennestään säröytynyt. Jännitesärön nousulle asetettu yhden prosenttiyksikön raja-arvo ylittyi yhdessä tapauksessa, jossa nousu oli 1,2 %-yksikköä. Muissa tapauksissa raja ei ylittynyt. Vaihtosuuntaajien virran säröön verkossa ennestään olevalla jännitesäröllä oli vain vähän vaikutusta. Epälineaaristen kuormien kytkeminen vaihtosuuntaajan lähelle aiheutti toisen vaihtosuuntaajan tapauksessa virran kokonaissärön nousun. Toisen vaihtosuuntaajan virran kokonaissärö sen sijaan pieneni.

Aurinkosähköjärjestelmissä käytettäviä vaihtosuuntaajia verrattiin laboratoriomittauksilla Heskesin ja Enslinin tutkimuksessa [43]. Mittauksissa havaittiin, että verkossa ennestään oleva, standardien määräykset täyttäväkin jännitesärö voi pahentaa vaihtosuuntaajan virran säröytymistä, jos vaihtosuuntaaja käyttää verkon jännitettä referenssijännitteenä. Vaihtosuuntaajan oman kapasitanssin, verkon muiden laitteiden kapasitanssien sekä verkon induktanssien ja kapasitanssien muodostaman piirin resonanssitila lisäsi myös säröytymistä. Säröytymistä vähentäväksi tekijöiksi esitettiin puhtaan referenssisignaalin käyttö, vaihtosuuntaajan lähtökapasitanssin pitäminen pienenä sekä lähtöimpedanssin pitäminen riittävän suurena korkeilla taajuuksilla. Kirjoittajien toisessa tutkimuksessa [44] simuloitiin runsaasti aurinkosähköjärjestelmiä sisältävää jakeluverkkoa. Simulaatiossa havaittiin resonanssi-ilmiö 21.–23. harmonisten komponenttien kohdalla, mikä pahensi jännitteen säröytymistä. Verkon resonanssitaajuudeksi arvioitiin noin 1,2 kHz, joka vastaa 24. harmonista yliaaltoja.

Chicco ym. tutkivat aurinkosähköjärjestelmien vaihtosuuntaajien tuottamaa harmonista säröä, sen käyttäytymistä järjestelmän tehon ja verkon jännitteen särön mukaan sekä useamman vaihtosuuntaajan yliaaltovirtojen summautumista [45]. Tutkimuksessa havaittiin monen muun tutkimuksen tapaan, että vaihtosuuntaajan virran THD kasvoi voimakkaasti, kun teho oli pieni. Samoin yksittäisten harmonisten yliaaltojen suhteellinen osuus perustaajuiseen komponenttiin nähden kasvoi merkittävästi pienillä kuormilla. Kasvua havaittiin myös joidenkin harmonisten yliaaltojen todellisessa suuruudessa. Tehon noustessa nämä yliaallot pienenivät aluksi ja alkoivat jälleen kasvaa, kun teho ylitti 10–20% nimellistehosta. Verkon jännitesärön lisääntyessä ja vaihtosuuntaajien toimiessa likimain vakioteholla useimpien harmonisten yliaaltojen voimakkuus kasvoi, mutta poikkeuksiakin havaittiin. Yhden vaihtosuuntaajan tuottaman kolmannen yliaallon voimakkuus pieneni jännitteen särön lisääntyessä.

Kyseiselle suuntaajalle tehtiin laboratoriokoe, jossa useimpien yliaaltojen havaittiin lisääntyvän verkon jännitesärön kasvaessa. Kolmas yliaalto kuitenkin pieneni tasaisesti, ja joidenkin yliaaltojen havaittiin aluksi vähenevän, sitten kasvavan.

Tutkimuksessa selvitettiin myös useammasta vaihtosuuntaajasta lähtevien yliaaltovirtojen summautumista. Aurinkovoimaloissa tehtyjen mittausten perusteella havaittiin, että pienitaajuiset harmoniset yliaallot noin 9. kertalukuun asti summautuvat likimain suoraan, eli  $N$  yliaaltolähdettä sisältävän voimalan tuottaman  $h$ :nnen kertaluvun yliaaltovirran suuruus on likimain

$$I_{h,N} \approx \sum_{i=1}^N I_{h(i)} \quad (23)$$

Sen sijaan harmoniset yliaaltovirrat kertaluvusta 17 eteenpäin ainakin 40. kertalukuun asti summautuvat tutkimuksen mukaan likimain neliöllisesti, eli voimalan  $h$ :nnen kertaluvun yliaallon suuruus noudattaa kaavaa 24. Myös epäharmonisten yliaaltojen havaittiin summautuvan likimain neliöllisesti ainakin taajuusvälillä perustaajuudesta kahteen kilohertsiin asti.

$$I_{h,N} \approx \sqrt{\sum_{i=1}^N I_{h(i)}^2} \quad (24)$$

Müllerin ym. tutkimuksessa [46] tutkittiin kolmen pienen vaihtosuuntaajan tuottamia matalataajuisia harmonisia yliaaltoja laboratoriomittauksilla. Yliaaltojen voimakkuus riippui huomattavasti verkossa olevasta jännitesäröstä, mutta eri vaihtosuuntaajien käyttäytyminen jännitesärön suhteen ei ollut samanlaista. Tutkimuksessa havaittiin, että tietyn kertaluvun yliaaltovirrat riippuivat myös muiden kertalukujen yliaaltojännitteistä. Säröytymättömällä verkkojännitteellä kaikkien vaihtosuuntaajien tuottamat yliaallot olivat vähäisiä. Tutkimuksen mukaan standardeissa määritellyt testaustavat, joiden mukaan vaihtosuuntaajien tuottamat yliaallot mitataan säröytymättömällä verkkojännitteellä, tulisi arvioida kriittisesti.

Abid ym. tutkivat laboratoriokokeilla aurinkosähköjärjestelmän vaihtosuuntaajan, sähköauton laturin ja muiden kotitalouden tehoelektroniikkalaitteiden tuottamia suuritaajuisia yliaaltoja [47]. Aurinkosähköjärjestelmän havaittiin tuottavan suuritaajuisia yliaaltovirtoja erityisesti 16 kilohertsin taajuudella sekä tämän kerrannaistaajuuksilla. Sähköauton laturi tuotti suuritaajuisia yliaaltoja 100 kilohertsin taajuudella sekä laajahkolla kaistalla alle 25 kHz taajuuksilla. Vaihtosuuntaajan tuottamia yliaaltoja havaittiin myös sähköauton laturin virrassa ja toisin päin. Lisäksi virroissa havaittiin keskinäismodulaatiosta johtuvia komponentteja esimerkiksi 84 ja 68 kilohertsin taajuuksilla. Muita laitteita ja aurinkosähköjärjestelmää tutkittaessa havaittiin, että keskinäismodulaatiota ei tapahtunut, kun sähköauton laturi ei ollut kytkettynä. Lisätutkimuksia esitettiin tehtäväksi keskinäismodulaatioon ja eri laitteiden yhteisvaikutukseen liittyen. Suuritaajuisia yliaaltoja havaittiin myös verkon liityntäpisteessä, mutta erityisesti suurimpien taajuuksien eteneminen verkkoon oli vähäistä.

Vaihtosuuntaajien suuritaajuisia yliaaltoja selvittäneessä tutkimuksessa [48] todettiin, että näiden yliaaltojen voimakkuus riippuu muun muassa vaihtosuuntaajan tulojännitteestä, verkon jännitteestä, verkkoon syötettävästä tehosta, verkossa ennestään olevasta jännitesäröstä sekä vaihtosuuntaajan rakenteesta ja toimintatavasta. Vaihtosuuntaajien välillä havaittiin paljon eroja suuritaajuisien yliaaltojen suhteen. Myös verkon impedanssilla oli vaikutusta näihin yliaaltoihin, mutta sitä ei tarkasteltu tutkimusraportissa tarkemmin. Yhden tarkemmin esitellyn vaihtosuuntaajan kohdalla havaittiin, että suuritaajuisien yliaaltojen voimakkuus kasvoi huomattavasti, kun vaihtosuuntaajan tulojännite oli verkon huippujännitettä suurempi ja tasasähkövälipiirin jännitettä nostava muunnin oli ohitettu.

Papaioannou ym. tutkivat 400 voltin verkkoon kytketyn 20 kW aurinkosähköjärjestelmän tuottamia yliaaltoja [49]. Järjestelmän virrassa esiintyi pääasiassa parittomia harmonisia yliaaltoja 11. kertalukuun asti. Muiden yliaaltojen osuus oli pieni. Erityisesti kolmannen yliaallon voimakkuus kasvoi huomattavasti järjestelmän toimiessa lähes tyhjäkäynnillä, jolloin se oli 40–50% perustaajuisesta komponentista. Tällöin myös virran harmoninen kokonaissärökerroin (THD) nousi 50 prosentin tuntumaan. Muiden yliaaltovirtojen suuruus kasvoi melko tasaisesti perustaajuisen komponentin mukana. Pilvisenä päivänä, jolloin järjestelmän tuottama teho ei ylittänyt kahta kilowattia, virran THD oli keskimäärin 17,65% ja nousi ajoittain 50% tuntumaan. Jännitteen THD nousi hieman auringon nousun ja laskun aikaan, mutta muuten järjestelmän vaikutus jännitteen säröön oli vähäinen. Jännitteen särö ei ylittänyt standardeissa asetettuja rajoja. Mittaustulosten pohjalta tehtiin myös simulaatioita tilanteista, joissa verkkoon kytkettiin lisää samantyyppisiä aurinkosähköjärjestelmiä. Simulaatioissa jännitteen särö ei ylittänyt standardien raja-arvoja.

Espanjan jakeluverkoissa tehdyssä tutkimuksessa [19] havaittiin, että aurinkosähköjärjestelmän virran THD voi olla aamulla ja illalla suurehko, useita kymmeniä prosentteja, kun järjestelmän teho on pieni. Kirkkaana päivänä virran THD pysyi alhaisena. Pilvisyydeltään vaihtelevana päivänä se nousi 8–18% tuntumaan järjestelmän tehon laskiessa. Vaihtosuuntaajien virran THD ylitti toisinaan valmistajien ilmoittamat arvot. Virran THD nousi aurinkovoimaloiden toimiessa myös sähköasemalla. Tämän arvioitiin johtuvan sekä aurinkosähköjärjestelmistä että epälineaarisista kuormista. Aurinkosähköjärjestelmien vaikutus jännitteen säröön oli vähäinen eikä jännitteen särö ylittänyt standardin asettamia rajoja. Osasyysksi tälle esitettiin aurinkosähköjärjestelmän pieni teho verkon oikosulkutehoon nähden.

Aiemmin viitatussa tutkimuksessa, jossa tutkittiin sähkön laatua Peng-Hu:n jakeluverkkoon kytketyn aurinkovoimalan yhteydessä [18], mitattiin myös virran harmoninen särö. Virran THD vaihteli välillä 1,996%–67,436%. Sen keskiarvo oli 18,53% ja arvo 95 prosentin luottamusvälillä 35,083%, mikä ei täyttänyt Taiwanin sähkönlaatu-määräysten asettamaa rajaa, joka on 2,5%. Virran TDD:lle vastaavat arvot olivat 0,751% ja 1,875% ja vaihteluväli 0,176%–2,287%, jotka ovat kaikki pienempiä kuin sallittu 2,5%. Tutkimuksessa esitetyissä johtopäätöksissä nojaututtiin ennen kaikkea TDD-arvoon, jonka osalta voimala täytti vaatimukset.



Luon ja Yangin tutkimuksessa [15], jossa selvitettiin 6,7 MW aurinkovoimalan vaikutusta sähkön laatuun Shanghain sähköverkossa, tutkittiin myös harmonisten yliaaltojen suuruus. Sekä jännitteen että voimalan lähtövirran yliaallot täyttivät Kiinan sähkönlaatustandardien asettamat rajat. Harmonisen kokonaisvirran havaittiin pääosin seuraavan auringon säteilyä ja laitoksen tuotantotehoa, jolloin sen suhteellinen osuus kokonaisvirrasta pysyi suuruusluokaltaan vakiona. Aamulla ja illalla sen havaittiin kuitenkin kasvavan huomattavasti. Tutkimuksessa tämän arvioitiin johtuvan siitä, että laitos toimii aamulla ja illalla käynnistys- ja sammutustilassa, jotka poikkeavat normaalista toimintatilasta. Toisessa samaa laitosta käsitelleessä tutkimuksessa [16] yliaaltojen todettiin niin ikään täyttävän standardien asettamat rajat.

Ruotsalaisessa tutkimuksessa [50] mitattiin jännitetason vaihteluita ja yliaaltoja neljän verkkoon liitetyn aurinkosähköjärjestelmän yhteydessä. Järjestelmistä kaksi oli kolmivaiheisia ja nimellisteholtaan 20 kW, kaksi muuta yksivaiheisia ja tehoiltaan 1,5 kW ja 2,5 kW. Yliaaltovirroista voimakkain oli kaikissa järjestelmissä kolmas harmoninen. Pienellä tuotantoteholla sen amplitudi ja vaihekulma riippuivat tuotantotehosta ja niissä havaittiin muistakin syistä johtuvaa vaihtelua. Riippuvuus tuotantotehosta oli erilainen eri järjestelmissä. Suurella teholla amplitudi ja erityisesti vaihe pysyivät kohtalaisen vakioina, minkä takia useasta samanlaisesta lähteestä tulevien yliaaltojen keskinäinen kumoutuminen arvioitiin vähäiseksi. Viides harmoninen yliaalto käyttäytyi pitkälti vastaavalla tavalla. Seitsemännen yliaallon amplitudissa ja vaiheessa esiintyi hieman vaihtelua, mutta se ei missään järjestelmässä riippunut mainittavasti tuotantotehosta.

Harmonisen kokonaisvirran suuruus riippui jossain määrin tuotantotehosta, mutta suora yhteyttä ei tutkimuksessa esitetty. Suurin tutkimuksessa mitattu suhteellinen kokonaissärö nimellisvirran suhteen (TDD) oli 5%, mikä ei ylitä IEEE 519:n suositusrajoja. Myöskään 3., 5. ja 7. yliaaltojen suuruudet eivät ylittäneet rajoja. Koska pieniteajuisien yliaaltojen keskinäinen kumoutuminen kuitenkin arvioitiin vähäiseksi erityisesti suurilla tuotantotehoilla, useammasta lähteestä peräisin olevia yliaaltoja pidettiin mahdollisena ongelmana ja lisätutkimuksia esitettiin tehtäväksi.

Suuriteajuisia yliaaltoja tutkittaessa 20 kW järjestelmän virrassa havaittiin 3,8 kHz komponentti, jonka arveltiin olevan peräisin vaihtosuuntaajan pulssinleveysmodulaatiolla toimivasta pääteasteesta. Tämä komponentti esiintyi laitoksen toimiessa, jolloin sen voimakkuus pysyi keskimäärin vakiolla tasolla. Siinä havaittiin jonkin verran ajallista vaihtelua, mutta vaihtelulla ei näyttänyt olevan yhteyttä laitoksen tuotantotehoon. Virrassa havaittiin myös 4,85 kHz komponentti, joka esiintyi päivittäin etäluettavien sähkönkulutusmittarien lähettäessä mittaustietoja ohjauskeskukseen. Aurinkosähköjärjestelmien arvioitiin vaikuttavan tällaisten signaalien etenemiseen. 2,5 kW järjestelmässä havaittiin 16 kHz taajuuskomponentti, joka niin ikään esiintyi aina järjestelmän toimiessa, eikä siinäkään havaittu tuotantotehosta johtuvaa vaihtelua. Havaittujen suuriteajuisien yliaaltojen osuus nimellisvirrasta oli melko pieni, vain prosentin kymmenesosa. Useammasta lähteestä tulevien suuriteajuisien yliaaltojen keskinäinen kumoutuminen arvioitiin tutkimuksen johtopäätöksissä merkittäväksi.

Toisessa ruotsalaisessa tutkimuksessa [9] tutkittiin yliaaltoja kuuden aurinkosähköjärjestelmän ja kolmen tuulivoimalan yhteydessä. Tutkitut aurinkosähköjärjestelmät olivat kaksi kolmivaiheista 20 kW järjestelmää Ruotsissa, 1,5 kW, 2 kW ja 2,5 kW yksivaiheiset järjestelmät Norjassa, Suomessa ja Ruotsissa sekä 100 kW järjestelmä osana 6 MW aurinkovoimalaa Espanjassa. Kolmannen ja viidennen harmonisen yliaallon mitatut voimakkuudet riippuivat järjestelmien tuotantotehoista, mutta riippuvuus oli erilaista eri järjestelmissä. Osassa yliaaltovirrat olivat suurimmillaan pienillä tehoilla ja pienenivät tehon kasvaessa, toisissa päinvastoin. Riippuvuus ei aina ollut lineaarista eikä monotonista. Yliaaltojen voimakkuudessa havaittiin myös muista syistä johtuvaa vaihtelua. Järjestelmien välillä havaittujen erojen takia pidettiin mahdollisena, että usean erilaisen järjestelmän yhteinen vaikutus verkon yliaaltovirtoihin olisi vähäisempää kuin yksittäisen suuren järjestelmän. Harmonisia yliaaltovirtoja verrattiin IEEE 519 -standardissa sekä IEC-standardissa määriteltyihin raja-arvoihin. Kaikki järjestelmät täyttivät näiden standardien tiukimmat vaatimukset lukuun ottamatta toista 20 kW järjestelmää, jossa 11. yliaalto ylitti kummankin standardin raja-arvot. Huomionarvoista on, että muut tämän järjestelmän tuottamat pienitaajuiset yliaaltovirrat olivat vähäisempiä kuin toisen 20 kW järjestelmän tuottamat.

Harmonisessa kokonaisvirrassa havaittiin myös eroja tutkittujen järjestelmien välillä. Toisessa 20 kW järjestelmässä harmonisen kokonaisvirran taso oli suurimmillaan melko pienellä teholla ja pieneni hieman tehon kasvaessa. Toisessa se kasvoi heikosti ja monotonisesti tehon kasvaessa. Espanjalaisessa 100 kW järjestelmässä harmoninen kokonaisvirta oli suurimmillaan noin 10% teholla ja pääosin huomattavasti pienempi tätä suuremmilla tehoilla, jolloin sen keskimääräinen taso oli lähes vakio ja kasvoi vain vähän tehon kasvaessa. Kaikkien järjestelmien harmonisessa kokonaisvirrassa havaittiin myös runsaasti muista syistä johtuvaa vaihtelua. Tutkimusraportissa esitetyistä kuvista voidaan suurimmaksi TDD-arvoksi arvioida noin 6% toisen 20 kW järjestelmän tapauksessa. Tämä ylittää IEEE 519 -standardin tiukimman rajan, mutta raportissa ei kerrottu oikosulkusuhdetta järjestelmän liittymispisteessä, joten järjestelmän suositustenmukaisuutta ei voida täsmällisesti arvioida.

Yliaaltovirtojen vaikutusta jännitteen säröytymiseen tutkittiin 3. – 11. harmonisten yliaaltojen osalta. Ainoastaan Suomessa sijaitsevan 2 kW järjestelmän yhteydessä havaittiin merkittävä korrelaatio 5. ja 11. sekä hieman heikompi korrelaatio 7. yliaaltovirran ja -jännitteen välillä. Varsinaista syy-yhteyttä näiden yliaaltovirtojen ja -jännitteiden välillä pidettiin mahdollisena mutta ei varmana. Muiden järjestelmien ja yliaaltojen kohdalla korrelaatiokertoimet olivat heikompia. Muutamassa tapauksessa korrelaatiokerroin oli negatiivinen, eli aurinkosähköjärjestelmän yliaaltovirta kompensoisi muista lähteistä tulevien yliaaltovirtojen vaikutusta. Korrelaatiokertoimet eivät näissä tapauksissa kuitenkaan olleet merkittäviä.

Suuritaajuisia yliaaltoja, joita raportissa kutsuttiin myös yliharmonisiksi (supraharmonic), tutkittiin 2–150 kHz taajuuksilla. Kaikkien järjestelmien virrassa havaittiin suuritaajuinen komponentti, jonka lähteenä pidettiin vaihtosuuntaajan pääteastetta. Yhdessä järjestelmässä tämä taajuus oli noin 3 kHz, kolmessa muussa noin 4 kHz ja yhdessä noin 16 kHz. Viimeksi mainitusta esitettiin myös kuvaaja, jossa näkyy 16 kHz taajuuskomponentin lisäksi heikot komponentit 32 ja 48 kHz taajuuksilla.

Raportissa esitettiin tehtäväksi lisätutkimuksia suuritaajuisiin yliaaltoihin liittyen. Erityisen tärkeiksi tutkimuskohteiksi mainittiin tilanteet, joissa verkossa on paljon aurinkosähköjärjestelmiä, sekä tilanteet, joissa aurinkosähköjärjestelmiä on kytketty lähelle kotitalouksien sähkölaitteita.

Varatharajan ym. tutkivat yliaaltoja 1 MW aurinkovoimalassa, joka on liitetty verkkoon yhdeksän samanlaisen 100 kVA:n vaihtosuuntaajan sekä 11 pienemmän yksivaiheisen vaihtosuuntaajan kautta [51]. Suurista vaihtosuuntaajista kuusi oli asetettu tuottamaan pätötehon lisäksi jonkin verran loistehoa. Loput kolme sekä kaikki pienet vaihtosuuntaajat tuottivat pelkästään pätötehoa. Tutkimuksessa suuntaajat kytkettiin yksitellen pois päältä, jolloin voitiin tarkastella yksittäisen vaihtosuuntaajan vaikutusta.

Koko voimalan pienitaajuisista virtayliaalloista merkittävimpiä olivat 5. ja 7. harmoninen sekä hieman heikompina 9., 11. ja 13. harmoniset. Muiden suuruus oli varsin pieni. Harmoninen kokonaisvirta oli suurimmillaan noin 55A, mistä voidaan TDD-arvoksi laskea noin 4% olettaen, että laitos on liitetty 400 voltin pienjänniteverkkoon. Tämä ei ylitä IEEE 519:ssä määriteltyjä raja-arvoja. Myöskään yksittäiset yliaaltovirrat eivät näyttäneet ylittävän rajoja.

Laitoksen liittymispisteestä mitatussa jänniteessä havaittiin laitoksen ollessa pois päältä lähinnä 5., 7., 11. ja 13. harmoniset yliaallot sekä hieman heikompana 17. harmoninen. Laitoksen toimiessa viidennen yliaaltojännitteen taso likimain kaksinkertaistui, seitsemannen kasvoi noin viidenneksellä, 13. kasvoi hieman ja 11. sekä 17. yliaalto heikkenivät. Heikkenemisen syyksi arvioitiin joko vaihe-eroista johtuva kumoutuminen tai verkossa ennestään olevien yliaaltojännitteiden ajallinen vaihtelu. Yhdeksäs jänniteyliaalto kasvoi voimakkaasti laitoksen toimiessa, mutta sen voimakkuus oli alun perin hyvin pieni. Jännitteen THD oli kaikkien suuntaajien toimiessa noin 2,1% ja kaikkien kytkeydyttyä pois noin 1,2%. Nämä arvot ovat IEEE 519:n ja SFS-EN 50160:n määrittämien rajojen alapuolella, kuten myös yksittäisten yliaaltojännitteiden suhteelliset osuudet.

Yksittäisten vaihtosuuntaajien tuottamia yliaaltovirtoja tutkittiin lähinnä suurten vaihtosuuntaajien osalta, ja tulosten esittelyssä keskityttiin viidenteen harmoniseen yliaaltoon. Mittaustuloksista havaittiin ensinnäkin, että loistehoa tuottaneet vaihtosuuntaajat tuottivat enemmän viidettä yliaaltoa kuin pelkästään pätötehoa tuottaneet. Seitsemannen yliaallon kohdalla ero oli vielä merkittävämpi. Verkon vaiheiden välillä havaittiin jonkin verran eroa, minkä arveltiin johtuvan vaiheiden erisuuruuksista impedansseista. Kun vaihtosuuntaajia irrotettiin yksitellen verkosta, myös jäljellä olevien suuntaajien tuottama viides yliaaltovirta pieneni. Tämän arvioitiin johtuvan viidennen jänniteyliaallon samanaikaisesta pienenemisestä. Samantyyppistä käyttäytymistä on havaittu muissakin tutkimuksissa, ja tässä tutkimuksessa todettiin, että verkossa ennestään olevan jännitesärön vaikutus tulisi huomioida yliaaltovirtojen syntyä tutkittaessa. Pienitaajuisien yliaaltovirtojen summautumista tarkasteltaessa havaittiin, että useasta samantyyppisestä vaihtosuuntaajasta tulevat yliaallot summautuvat likimain suoraan eikä keskinäistä kumoutumista juurikaan tapahdu.

Suuritaajuisia yliaaltoja havaittiin laitoksen liittymispisteen jännitteessä 3, 10, 16 ja 24 kHz taajuuksilla, jotka täsmäsivät vaihtosuuntaajien kytkentätaajuuksien kanssa. Kaikkien suurten vaihtosuuntaajien kytkentätaajuus oli 3 kHz, ja suuremmat taajuudet vastasivat pienten vaihtosuuntaajien kytkentätaajuuksia. Jännitteessä havaittiin myös kytkentätaajuuksien monikertoja. Vaikka vaihtosuuntaajat käyttivät eri kytkentätaajuuksia, sekä pienten että suurten vaihtosuuntaajien virroista mitattiin yliaaltoja kaikilla jännitteessä havaituilla taajuuksilla. Syyksi arvioitiin laitteiden lähtöpuolen pieni impedanssi suurilla taajuuksilla. Erityisesti yli 3–5 kilohertsin taajuuksilla lähtöpuolen häiriösuodatinten vaikutusta pidettiin merkittävänä, eikä näillä taajuuksilla esiintyvien yliaaltovirtojen arvioitu etenevän pitkälle voimalan ulkopuoliseen verkkoon.

Kun suuria vaihtosuuntaajia sammutettiin yksi kerrallaan, jännitteen 3 kilohertsin yliaallon havaittiin pienenevän askelittain. Sen sijaan yksittäisen suuntaajan vastaava virtayliaalto kasvoi, ja suuntaajan havaittiin kytkentätaajuisen yliaallon osalta toimivan vakioteholähteen tavoin.

Suuritaajuisia yliaaltoja mitattaessa havaittiin myös etäluettavien sähkönkulutusmittarien käyttämiä signaaleja 40–80 kHz taajuusalueella. Tutkimuksessa suositeltiin, että uusia standardeja suunniteltaessa kiinnitettäisiin huomiota näihin taajuuksiin ja tällaisten laitteiden luotettavan toiminnan varmistamiseen.

## 7 Yhteenveto

Tässä työssä selvitettiin aurinkosähkön tuotannon aiheuttamaa välkyntää ja yliaaltoja sähköverkossa. Välkyntää tutkittiin kirjallisen katsauksen lisäksi simulaatioilla. Yliaaltojen osalta keskityttiin aikaisemman tutkimuksen erittelyyn.

Simulaatioiden perusteella auringon säteilyvaihteluista johtuvat tehovaihtelut eivät melko äärimmäisilläkään oletuksilla tarkasteltuina näyttäisi aiheuttavan huolestuttavan voimakasta välkyntää. Tätä tukevat myös useat aikaisemmat aiheesta tehdyt tutkimukset. Välkynnän vähentämiseen on myös keinoja, mikäli välkyntä olisi ongelma. Pätötehon muutosnopeutta voidaan hidastaa vaihtosuuntaajan ohjauksella ja energiavarastolla, ja myös loistehon säätöä voidaan käyttää jännitevaihteluiden pienentämiseen. Nopeimpien pätötehovaihteluiden hillitsemiseen riittäisi melko pienikin energiavarasto.

Aurinkosähköjärjestelmän vaihtosuuntaajien on joissakin tutkimuksissa havaittu aiheuttavan välkyntää, ja vaihtosuuntaajien välillä on havaittu eroja välkynnän suhteen. Välkynnän lähteeksi on usein arvioitu vaihtosuuntaajan MPPT-säädin, joka on tehokkaan tuotannon kannalta oleellinen osa aurinkosähköjärjestelmää. Vaihtosuuntaajien suunnittelussa olisikin hyvä huomioida välkynnän mahdollisuus.

Kuormien ohjausta voidaan hyödyntää aurinkosähköjärjestelmän yhteydessä esimerkiksi paikallisen kulutuksen maksimointiin voimakkaan auringonpaisteen aikana. Kuormia voidaan ohjata huomattavan monella tavalla, eikä niiden tarkempaa tarkastelua sisällytetty tähän työhön. Sekä aikaisemman tutkimuksen että yksinkertaisten simulaatioiden perusteella voidaan kuitenkin todeta, että huolimaton kuormien ohjaus voi aiheuttaa välkyntää, ja ohjausta suunniteltaessa välkyntä on syytä ottaa huomioon.

Yliaallot ovat välkyntää monimuotoisempi ongelma, ja suorien lausuntojen antaminen aiheesta on vaikeampaa. Vaihtosuuntaajien voidaan todeta tuottavan aina virtayliaaltoja, mutta vaihtosuuntaajien käyttäytymisessä yliaaltojen suhteen on tutkimuksissa havaittu eroja. Yhteisiä piirteitäkin on kuitenkin nähtävissä.

Aurinkosähköjärjestelmien virran THD-arvon on useissa tutkimuksissa havaittu kasvavan huomattavan suureksi, kun järjestelmä toimii pienellä teholla. Tällöin järjestelmän kokonaisvirta on kuitenkin pieni, eikä virran korkeaa THD-arvoa ole useinkaan pidetty suurena ongelmana. Yksittäisten pienitaajuisten harmonisten yliaaltovirtojen suuruudet sekä virran TDD-arvo ovat usein pysyneet standardeissa asetettujen raja-arvojen alapuolella, mutta joitakin ylityksiä on havaittu. Voidaan todeta, että nämä yliaaltovirrat eivät näyttäisi olevan vakava ongelma, mutta ne on kuitenkin syytä huomioida vaihtosuuntaajien suunnittelussa. Useasta lähteestä tulevien yliaaltovirtojen välillä on havaittu sekä vahvistavaa summautumista että kumoutumista. Joissakin tutkimuksissa useasta lähteestä tulevien pienitaajuisten yliaaltojen summautumista on pidetty mahdollisena ongelmana.

Aurinkosähköjärjestelmien tuottamilla yliaalloilla on havaittu olevan jonkin verran vaikutusta verkon jännitesäröön, mutta sekä jännitteen THD että yksittäisten harmonisten jännitekomponenttien osuudet ovat yleensä pysyneet standardeissa

määriteltyjen rajojen alapuolella. Resonansseja on joissakin tutkimuksissa pidetty jännitesäröä pahentavana tekijänä. Verkossa ennestään olevan jännitesärön on useissa tutkimuksissa havaittu kasvattavan vaihtosuuntaajan tuottamia yliaaltovirtoja. Mahdolliseksi ratkaisuksi tämän vaikutuksen vähentämiseksi on esitetty esimerkiksi vaihtosuuntaajan referenssijännitesignaalin pitäminen puhtaana sekä vaihtosuuntaajan lähtöpuolen impedanssin asettelu sopivaksi.

Suuritaajuisia yliaaltoja on tutkittu vähemmän, eikä niille ole juurikaan asetettu raja-arvoja standardeissa. Niitä tuottavien laitteiden määrä sähköverkossa on kuitenkin lisääntymässä, ja myös aurinkosähköjärjestelmien vaihtosuuntaajat kuuluvat tällaisten laitteiden joukkoon. Suuritaajuisten yliaaltojen on toisinaan havaittu etenevän muualle sähköverkkoon vain rajallisesti. Toisaalta joissakin tutkimuksissa resonansseja on pidetty mahdollisena ongelmana suurilla taajuuksilla. Osa etäluettavista sähkönkulutusmittareista käyttää tiedonsiirtoon sähköverkkoa, ja tiedonsiirtoon käytettävät taajuudet ovat usein samalla alueella kuin aurinkosähköjärjestelmien vaihtosuuntaajien kytkentätaajuudet. Aurinkosähköjärjestelmien on joissakin tutkimuksissa epäilty vaikuttavan tällaisten signaalien etenemiseen. Suuritaajuisia yliaaltoja koskevissa päätelmissä korostuu usein suositus lisätutkimusten tekemiseen.

## Viitteet

- [1] Elovaara, J. ja Haarla, L. Sähköverkot 1: Järjestelmäteknikka ja sähköverkon laskenta. Helsinki, Otatieto, 2011. 520 s. ISBN 978-951-672-360-3.
- [2] IEEE Std 1453-2015. IEEE Recommended Practice for the Analysis of Fluctuating Installations on Power Systems. IEEE Power and Energy Society, 2015. 62 s.
- [3] IEEE Std 141-1993. IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants. IEEE, 1993. 736 s.
- [4] IEC 61000-4-15. Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4: Testing and measurement techniques – Section 15: Flickermeter – Functional and design specifications. 1. painos, 1. lisäys. Geneve, Sveitsi, International Electrotechnical Commission, 2003. 56 s.
- [5] SFS-EN 50160. Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet. 4. painos. Helsinki, Suomen standardisoimisliitto, 2011. 63 s.
- [6] Spring, A., Wirth, G., Becker, G., Pardatscher, R., Witzmann, R., Brantl, J. ja Schmidt, S. Effects of Flicker in a Distribution Grid with high PV Penetration. *28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Pariisi, Ranska, 2013. doi: 10.17265/1934-8975/2014.12.003
- [7] Spring, A., Witzmann, R. ja Becker, G. How Much Photovoltaic Capacity Can Handle Distribution Grids With Regard to the Long Term Flicker. *23rd International Conference on Electricity Distribution*, Lyon, 2015.
- [8] Ortega, M. J., Hernández, J. C. ja García, O. G. Measurement and assessment of power quality characteristics for photovoltaic systems: Harmonics, flicker, unbalance, and slow voltage variations. *Electric Power Systems Research*, vol 96, 2013.
- [9] Rönnberg, S. K., Yang, K., Bollen, M. ja Gil de Castro, A. Waveform distortion - a comparison of photovoltaic and wind power. 2014.
- [10] Kyyrä, J. Suuntaajateknikka - Kurssin S-81.3110 luennot. 2013.
- [11] IEEE Std 519-2014. IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. IEEE Power and Energy Society, 2014. 29 s.
- [12] Pakonen, P., Hilden, A., Suntio, T. ja Verho, P. Grid-Connected PV Power Plant Induced Power Quality Problems – Experimental Evidence. *18th European Conference on Power Electronics and Applications*, 2016.
- [13] Perera, D., Ciufu, P., Meegahapola, L. ja Perera, S. Power Quality Emission Assessment of Photovoltaic Inverters based on IEC Technical Report 61000-3-15:2011. *Australasian Universities Power Engineering Conference*, 2013.

- [14] Langella, R., Testa, A., Djokic, S., Meyer, J. ja Klatt, M. On the Interharmonic Emission of PV Inverters Under Different Operating Conditions. *International Conference on Harmonics and Quality of Power*, 2016.
- [15] Luo, L. ja Yang, Y. Pollution of Renewable Energies to the Grid: Measured Data and Statistical Analysis via Large-Scale Urban Power Quality Monitoring System. *Global High Tech Congress on Electronics*, 2013.
- [16] Pan, A., Yingjie, T., Hasheng, Z., Xingang Y. ja Jin, J. Power Quality Analysis of PV System of Summer and Winter. *Integration of Renewables into the Distribution Grid. CIRED 2012 Workshop*, Lissabon, Portugali, 2012.
- [17] Chidurala, A., Saha, T. ja Mithulananthan, N. Field Investigation of Voltage Quality Issues in Distribution Network with PV Penetration. *2015 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*.
- [18] Lu, S., Wang, Li., Ke, S., Chang, C. ja Yang, Z. Analysis of Measured Power-Quality Results of a PV System Connected to Peng-Hu Power System. *2014 IEEE Industry Application Society Annual Meeting*.
- [19] González, P., Romero, E., Miñambres, V. M., Guerrero, M. A., González, E. Grid-Connected PV Plants: Power Quality and Technical Requirements. *9th International: 2014 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference, PQ 2014 - Proceedings*, Raekvere, Viro, 2014.
- [20] Lim, Y. S. ja Tang, J. H. Experimental study on flicker emissions by photovoltaic systems on highly cloudy region: A case study in Malaysia. *Renewable Energy*, vol 64, 2014.
- [21] Stewart, E. M., Aukai, T. P., MacPherson, S.D.J., Nakafuji, D. ja Davis, R. A Realistic Irradiance-Based Voltage Flicker Analysis of PV Applied to Hawaii Distribution Feeders. *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*.
- [22] Ari, G. K. ja Baghzouz, Y. Impact of High PV Penetration on Voltage Regulation in Electrical Distribution Systems. *2011 International Conference on Clean Electrical Power*, Ischia, Italia, 2011.
- [23] Dao, T. V., Nguyen, H. T. N., Chaitusaney, S ja Chatthaworn, R. Local Reactive Power Control of PV Plants for Voltage Fluctuation Mitigation. *11th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology*, 2014.
- [24] Moravek, J., Drapela, J., Wasserbauer, V. ja Mastny, P. Power Quality Issues Related to Power Flow Control in Systems with Renewable Energy Micro Sources. *17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering*, 2016.
- [25] Chmielowiec, K. Flicker effect of different types of light sources. *International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, 2011.



- [26] Kim, T., Rylander, M., Powers, E. J., Grady, W. ja Arapostathis, A. LED Lamp Flicker Caused by Interharmonics. *IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference*, 2008.
- [27] Frater, L. P. ja Watson, N. R. Light Flicker Sensitivity of High Efficiency Compact Fluorescent Lamps. *2007 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 2007.
- [28] Drápela, J. ja Toman, P. Interharmonic - Flicker curves of lamps and compatibility lever for interharmonic voltages. *2007 IEEE Lausanne POWERTECH*, 2007.
- [29] Kipp & Zonen. SP Lite2 Silicon Pyranometer. Verkkodokumentti, viitattu 7.11.2016. Saatavissa: <http://www.kippzonen.com/Download/358/Brochure-Pyranometers-SP-Lite2-English>
- [30] Lobera, D. T., Mäki, A., Huusari, J., Lappalainen, K., Suntio, T. ja Valkealahti, S. Operation of TUT Solar PV Power Station Research Plant under Partial Shading Caused by Snow and Buildings. *International Journal of Photoenergy*. Vol. 2013. Saatavissa: <http://dx.doi.org/10.1155/2013/837310>
- [31] Kalogirou, S. *Solar Energy Engineering - Processes and Systems*, 2nd edition. Elsevier, 2014. ISBN 978-0-12-397270-5 (painettu), ISBN 978-0-12-397256-9 (sähköinen).
- [32] Mattei, M., Notton, G., Cristofari, C., Muselli, M. ja Poggi, P. Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance. *Renewable Energy*, vol. 31, no. 4, s. 553-556, 2006.
- [33] Lindner, M. Limits of PV hosting capacity in low voltage networks. Diplomityö, Aalto-yliopisto, Sähkötekniikan ja automaation laitos, Espoo, 2016.
- [34] Demirok, E., Kjær, S. B., Sera, D. ja Teodorescu, R. Three-Phase Unbalanced Load Flow Tool for Distribution Networks. *Proceedings of the 2nd International Workshop on Integration of Solar Power Systems*, Energynautics GmbH, 2012.
- [35] Patrick Jourdan, Solcept AG. Flickermeter Simulator. Verkkodokumentti, viitattu 31.10.2016. Saatavissa: <https://se.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/24423-flickermeter-simulator>
- [36] Marcos, J., Marroyo, L., Lorenzo E., Alvira, D. ja Izco, E. From Irradiance to Output Power Fluctuations: The PV Plant as a Low-Pass Filter. *Progress in Photovoltaics*, 2011.
- [37] Abdelkarim, E., Aly, M. M., Abdel-Akher, M., Ziadi, Z. ja Senjyu, T. Supersession of Large Penetration Photovoltaic Power Transients Using Storage Batteries. *International Conference on Power Electronics and Drive Systems*, 2013.

- [38] Lappalainen, K. ja Valkealahti, S. Recognition and modelling of irradiance transitions caused by moving clouds. *Solar Energy*, vol 112, 2015.
- [39] Ter-Gazarian, A. Energy Storage for Power Systems. 2nd ed. Stevenage, UK: Institution of Engineering and Technology, 2011. ISBN 978-1-84919-219-4 (painettu), ISBN 978-1-61344-641-6 (sähköinen).
- [40] Anwar, S., Efstathiadis, H. ja Qazi, S. Handbook of Research on Solar Energy Systems and Technologies. IGI Global, 2013. ISBN 978-1-46661-996-8 (painettu), ISBN 978-1-62198-960-8 (sähköinen).
- [41] Chidurala, A., Saha, T. K., Mithulananthan, N. ja Bansal, R. C. Harmonic Emissions in Grid Connected PV Systems: A Case Study on a Large Scale Rooftop PV Site. *2014 IEEE PES General Meeting – Conference & Exposition*.
- [42] Bollen, M., Schwaegerl, C. ja Schmitt, S. Distributed Energy Resources and Waveform Distortion. *19th International Conference on Electricity Distribution*, Wien, Itävalta, 2007.
- [43] Heskes, P. J. M. ja Enslin, J. H. R. Power Quality Behaviour of Different Photovoltaic Inverter Topologies. *PCIM-2003, 24th International Conference*, Nürnberg, Saksa, 2003.
- [44] Enslin, J. H. R. ja Heskes, P. J. M. Harmonic Interaction Between a Large Number of Distributed Power Inverters and the Distribution Network. *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol 19, 2004.
- [45] Chicco, G., Schlabbach, J. ja Spertino, F. Experimental assessment of the waveform distortion in grid-connected photovoltaic installations. *Solar Energy*, vol. 83, no. 7, 2009.
- [46] Müller, S., Meyer, J. ja Schegner, P. Characterization of Small Photovoltaic Inverters for Harmonic Modeling. *International Conference on Harmonics and Quality of Power*, 2014.
- [47] Abid, F., Busatto, T., Rönnberg, S. K. ja Bollen, M. H. J. Intermodulation due to interaction of photovoltaic inverter and electric vehicle at supraharmonic range. *International Conference on Harmonics and Quality of Power*, 2016.
- [48] Klatt, M., Meyer, J., Schegner, P. ja Lakenbrink, C. Characterization of Supraharmonic Emission Caused by Small Photovoltaic Inverters. *IET Conference Publications*, 2016.
- [49] Papaioannou, I. T., Bouhouras, A. S., Marinopoulos, A. G., Alexiadis, M. C., Demoulias, C. S. ja Labridis, D. P. Harmonic Impact of Small Photovoltaic Systems Connected to the LV Distribution Network. *2008 5th International Conference on the European Electricity Market*

- [50] Rönnerberg, S. K., Bollen, M. ja Larsson, A. Grid Impact from PV-Installations in Northern Scandinavia. *22nd International Conference on Electricity Distribution*, Tukholma, Ruotsi, 2013.
- [51] Varatharajan, A., Schöttke, S., Meyer, J. ja Abart, A. Harmonic Emission of Large PV Installations – Case Study of a 1 MW Solar Campus. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, Espanja, 2014.